

Trabajo de Fin de Máster  
Máster en Sistemas de Energía Eléctrica

Análisis Global de los Sistemas de Almacenamiento  
de Energía Eléctrica

Autor: Lázaro Endemaño Ventura

Tutores: Dr. Manuel Burgos Payán

Juan Manuel Roldán Fernández

Departamento de Ingeniería Eléctrica  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2016





Trabajo de Fin de Máster  
Máster en Sistemas de Energía Eléctrica

# **Análisis Global de los Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica**

Autor:

Lázaro Endemaño Ventura

Tutores:

Dr. Manuel Burgos Payán

Profesor titular

Juan Manuel Roldán Fernández

Profesor Sustituto Interino

Departamento de Ingeniería Eléctrica  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2016



Trabajo de Fin de Máster: Análisis Global de los Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica

Autor: Lázaro Endemaño Ventura

Tutores: Dr. Manuel Burgos Payán  
Juan Manuel Roldán Fernández

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2016

El Secretario del Tribunal



*A mi familia*





# Agradecimientos

---

La realización de un Trabajo de Fin de Máster implica mucha dedicación y tiempo. Por ello, es prácticamente imposible desarrollarlo sin apoyo exterior. En esta sección corresponde agradecer a todas las personas que de una forma y otra han ayudado a llevar a término el presente trabajo.

En primer lugar y con mayúsculas, quisiera agradecer a mi esposa Frieda Ramírez González por el apoyo que me brinda a diario. Hubiera sido imposible hacer el Máster sin su apoyo, compañía y paciencia. A mi hijo Lucas, aunque pequeño, con su sonrisa obra milagros. Es capaz de sacar lo mejor de mí, hasta en los peores momentos. A mis padres, que a pesar de deberles el tiempo que he estado lejos, supieron ser comprensibles. Siempre han estado presentes sin escatimar absolutamente nada. A mi suegra, piedra angular de la familia. Sin ella no hubiera sido posible casi nada de lo que hemos hecho hasta ahora.

Por otro lado, quisiera agradecer a mis tutores de tesis, que siempre han estado presentes con sus comentarios acertados y sus infinitos conocimientos en los sistemas eléctricos de potencia. Al Dr. Jesús Manuel Riquelme Santos y Dr. Manuel Burgos Payán vaya todo mi agradecimiento. También agradecer al conjunto de profesores de las asignaturas del máster, con un profesorado como el que tiene el departamento es fácil hacer un máster. La calidad de las clases ha sido excelente y la ayuda incondicional de cada uno de ellos ha sido fundamental para el desarrollo del mismo.

Es necesario agradecer también al personal de la secretaría del departamento, Rafael Gómez Martín y Manuel Carlos Zayas García que con su trabajo eficiente, los siempre complicados temas administrativos y organizativos quedan reducidos a casi nada.

Quisiera agradecer también a mi amigo Erisbel Tavio Díaz por su amplio conocimiento en la lengua española y su ayuda en la redacción de este trabajo. A mi amigo Juan Carlos Olives Camps y al resto de compañeros de clases por su compañía y ayuda. Como dijera el poeta y héroe nacional cubano José Martí: “Tiene el leopardo un abrigo en su monte seco y pardo, yo tengo más que el leopardo, porque tengo un buen amigo”.

A todos gracias.

Lázaro Endemaño Ventura

Sevilla, 2016



# Resumen

---

En los últimos años se ha producido un cambio radical en la visión de los sistemas eléctricos de potencia y en el modo en que estos se configuran y operan. En la actualidad hay redes con gran cantidad de generación distribuida, en las cuales, la concepción de grandes plantas de generación centralizada va quedando cada vez más obsoleta. En la mayoría de los países se instalan cada vez más plantas de generación de energías renovables para cubrir su demanda. Los sistemas de almacenamiento de energía son un eslabón fundamental en la integración de las fuentes de energías renovables a la red y ayudan en la operación de los sistemas eléctricos, ya que la intermitencia de los parques eólicos y las plantas fotovoltaicas repercuten negativamente en la operación de los mismos.

Así pues, en el presente trabajo se realiza un estudio de las tecnologías empleadas en los sistemas de almacenamiento de energía. Además, se analizan los costos en los que se incurre con el uso de este tipo de tecnología. También, se efectúa una descripción de los servicios que prestan los sistemas de almacenamiento y sus beneficios. A su vez, se examina el estado actual de los sistemas de almacenamiento del mundo, enfocándose en los proyectos operacionales actuales, los que se instalarán en el futuro y los que actualmente están fuera de servicio.

Por demás, el presente trabajo tiene dos objetivos principales. En primer lugar, se propone informar detalladamente acerca de los tipos de tecnologías de almacenamiento de energía que existen en el mercado actual, incluyendo en el mismo un profundo análisis de los servicios que cada una de ellas presta a las redes eléctricas. Por último, se realiza un estudio exhaustivo de los proyectos de almacenamiento de energía en funcionamiento en la actualidad, con un detallado énfasis en diferentes aspectos técnicos de los mismos.



# Abstract

---

In the last years, the perception of electric power systems, as well as the way they are configured and operated, has changed dramatically. Currently, there are networks with great amounts of distributed generation in which the conception of large centralized power plants is increasingly becoming more obsolete. In many countries more and more plants of renewable energy are installed in order to meet their high demand. Energy storage systems are the key of the integration of renewable energy sources to the electric network, and they also contribute in the operation of power systems, since the intermittency of wind farm and photovoltaic generation plants affect their operation.

Furthermore, this paper is intended to describe the technologies used in energy storage systems. Also, it analyzes the cost that using this technology implicates. At the same time, it analyzes the current state of storage systems around the world. Specifically, it focuses on current operational projects, future projects, and the ones that are out of service.

In conclusion, this paper has two main goals. In first place, it provides a detailed information about the different types of energy storage technologies available in the market, including an analysis of the services each of them offer to electric networks. Finally, it is carried out a thorough examination of energy storage projects operated at the moment, analyzing in detail different technical aspects thereof.



<b>Agradecimientos</b>	<b>ix</b>
<b>Resumen</b>	<b>xi</b>
<b>Abstract</b>	<b>xiii</b>
<b>Índice</b>	<b>xv</b>
<b>Índice de Tablas</b>	<b>xvii</b>
<b>Índice de Figuras</b>	<b>xix</b>
<b>Notación</b>	<b>xxi</b>
<b>1 Introducción</b>	<b>1</b>
1.1 <i>Motivación de la investigación.</i>	2
1.2 <i>Objetivos.</i>	2
1.3 <i>Estructura de la memoria.</i>	3
<b>2 Descripción de las Tecnologías Usadas en los Sistemas de Almacenamiento de Energía</b>	<b>5</b>
2.1 <i>Descripción del funcionamiento de los principales tipos de tecnologías usadas en los sistemas de almacenamiento de energía.</i>	6
2.1.1 Electroquímicas.	6
2.1.2 Electromecánicas.	18
2.1.3 Hidroeléctricas de bombeo.	22
2.1.4 Almacenamiento de energía eléctrica mediante hidrógeno [87].	24
2.1.5 Almacenamiento térmico.	25
2.1.6 Respuesta de la demanda.	27
2.2 <i>Análisis de costos de algunas de las tecnologías usadas para el almacenamiento de energía.</i>	28
2.2.1 Análisis de costos por tecnologías.	28
2.2.2 Resumen y comparación de costos de algunas de las tecnologías usadas en los sistemas de almacenamiento de energía.	36
<b>3 Servicios que Prestan los Sistemas de Almacenamiento de Energía y sus Beneficios</b>	<b>39</b>
3.1 <i>Servicios de gran cantidad de energía.</i>	40
3.1.1 Desplazamiento en el tiempo de energía eléctrica (Arbitraje).	40
3.1.2 Capacidad de suministro eléctrico.	41
3.2 <i>Servicios auxiliares.</i>	42
3.2.1 Regulación.	42
3.2.2 Reserva rodante, no rodante y complementaria.	44
3.2.3 Control de voltaje.	45
3.2.4 Arranque autónomo (Black Start).	46
3.2.5 Otros servicios relacionados.	47
3.3 <i>Servicios en las redes de transmisión.</i>	50
3.3.1 Aplazamiento de las mejoras en las redes de transmisión.	50
3.3.2 Alivio de la congestión en la transmisión.	51
3.3.3 Otros usos relacionados.	51
3.4 <i>Servicios en las redes de distribución.</i>	52
3.4.1 Aplazamiento de las mejoras en las redes de distribución y control de voltaje.	52

3.5	<i>Servicio de gestión energética del cliente.</i>	54
3.5.1	Calidad de la energía.	54
3.5.2	Mejora de la fiabilidad.	55
3.5.3	Desplazamiento en el tiempo de la venta de energía eléctrica a los clientes.	55
3.5.4	Gestión del costo de la demanda.	56
3.6	<i>Servicios mixtos – Combinaciones de uso.</i>	58
<b>4</b>	<b>Análisis Global de los Sistemas de Almacenamiento de Energía</b>	<b>61</b>
4.1	<i>Potencia instalada y número de proyectos por países.</i>	61
4.2	<i>Potencia instalada y número de proyectos por tipos de tecnologías.</i>	63
4.3	<i>Evolución de la instalación de proyectos de almacenamiento de energía por tipos de tecnologías.</i>	64
4.4	<i>Potencia instalada de cada tipo de tecnología por países.</i>	67
4.5	<i>Análisis de los servicios que prestan cada tipo de tecnología.</i>	71
4.6	<i>Desglose de los tipos de tecnologías.</i>	76
4.6.1	Análisis de los proyectos operacionales.	78
4.6.2	Análisis de los proyectos futuros.	82
4.6.3	Análisis de los proyectos desconectados o en reparación.	85
<b>5</b>	<b>Conclusiones</b>	<b>89</b>
	<b>Referencias</b>	<b>91</b>



# ÍNDICE DE TABLAS

---

Tabla 1. Tecnologías usadas en el almacenamiento de energía. [7]	6
Tabla 2. Capacidad instalada para diferentes tecnologías usadas en el almacenamiento de energía en Estados Unidos y el mundo. [9]	6
Tabla 3. Características de funcionamiento de la batería NaS [29].	11
Tabla 4. Tipos de almacenamiento subterráneo de energía térmica [87].	27
Tabla 5. Resumen de los costos globales para los sistemas de baterías Li-ion.	29
Tabla 6. Resumen de la diversidad de costos globales actuales para los sistemas Na-S.	30
Tabla 7. Resumen de los costos fijos y variables de mantenimiento para las baterías Na-S.	30
Tabla 8. Resumen de costos para las baterías de flujo de oxidación/reducción de vanadio.	31
Tabla 9. Resumen de los costos globales para los sistemas CAES.	32
Tabla 10. Resumen de costos globales para los sistemas de volantes.	34
Tabla 11. Costos globales para los sistemas de hidroeléctricas reversibles.	35
Tabla 12. Intervalos de costos para diferentes tecnologías comparando el año 2011 con el costo estimado de 2020. [9]	36
Tabla 13. Costos totales y costos de operación y mantenimiento (O&M) de diferentes tecnologías analizadas. [9]	37
Tabla 14. Servicios y aplicaciones de los sistemas de almacenamiento de energía en las redes eléctricas [83].	40
Tabla 15. Tipos de uso de los sistemas de almacenamiento según la Comisión de Instalación Pública de California.	59
Tabla 16. Potencia instalada de sistemas de almacenamiento por países en MW.	63
Tabla 17. Cantidad de proyectos y potencia nominal por tecnologías.	64
Tabla 18. Potencia instalada por tipo de tecnología en cada país.	68
Tabla 19. Número de proyectos en cada uno de los servicios por tipo de tecnología.	76
Tabla 20. Desglose de los tipos de tecnologías por categorías descritas en [85].	77
Tabla 21. Rangos de tiempos de descarga por grupos de tecnologías.	78
Tabla 22. Proyectos operacionales por tipos de tecnologías.	79
Tabla 23. Descripción de los proyectos con mayor tiempo de descarga por tipos de tecnologías de entre los proyectos operacionales.	81
Tabla 24. Proyectos futuros por tipos de tecnologías.	83
Tabla 25. Descripción de los proyectos con mayor tiempo de descarga por tipos de tecnologías de entre los proyectos futuros.	84
Tabla 26. Proyectos desconectados o en reparación por tipos de tecnologías.	86
Tabla 27. Descripción de los proyectos con mayor tiempo de descarga por tipos de tecnologías de entre los proyectos desconectados o en reparación.	87



# ÍNDICE DE FIGURAS

---

Figura 1. Principio de funcionamiento de una batería Li – ion.	7
Figura 2. Ilustración de los tipos de celdas Li – ion.	7
Figura 3. Curva de ciclo de vida contra DOD para las baterías de Li-ion.	8
Figura 4. Estructura química de una celda de sodio – azufre.	9
Figura 5. Componentes de un módulo de una batería sodio – azufre.	10
Figura 6. Ciclo de vida contra curva de DOD de baterías Na-S.	11
Figura 7. Construcción de un paquete de celdas de oxidación/reducción de vanadio.	14
Figura 8. Esquema de una batería de oxidación / reducción de vanadio.	15
Figura 9. Esquema simplificado de un EDLC típico.	16
Figura 10. Acumulación de cationes simplificada sobre una partícula cargada negativamente.	17
Figura 11. Funcionamiento de un EDLC durante la carga y la descarga.	17
Figura 12. Estructura interna de un EDLC de doble capa.	18
Figura 13. Esquema de una planta de almacenamiento de energía de aire comprimido con almacenamiento subterráneo.	19
Figura 14. Esquema de un volante de inercia.	20
Figura 15. Vista en corte de una planta hidroeléctrica de bombeo típica.	23
Figura 16. Duración típica de transición entre varios modos de operación del sistema PH de Dinorwig [37].	24
Figura 17. Curva temperatura vs calor.	26
Figura 18. Curva de carga para los PHEV con recarga de baterías en el hogar y en el trabajo y señal de balance para el promedio de los PHEV [9].	28
Figura 19. Capacidad de suministro eléctrico mediante almacenamiento de energía [83].	41
Figura 20. Carga del sistema sin y con regulación [83].	42
Figura 21. Operación de un generador y un sistema de almacenamiento para la regulación.	43
Figura 22. Almacenamiento para la regulación [83].	44
Figura 23. Sistema de almacenamiento que se usa como reserva [83].	45
Figura 24. Funcionamiento de los sistemas de almacenamiento para el control de voltaje [83].	46
Figura 25. Servicio de arranque autónomo por un sistema de almacenamiento [83].	46
Figura 26. Organización de la generación en la curva de demanda de un día [83].	47
Figura 27. Secuencia de acciones de los controles de frecuencia primarios, secundarios y terciarios seguidos de una repentina pérdida de generación y su impacto en la frecuencia del sistema [83].	49
Figura 28. Sistema de almacenamiento usado para la disminución de la carga en los sistemas de transmisión y distribución [83].	50
Figura 29. Uso del sistema de almacenamiento para aliviar la congestión en las líneas de transmisión.	51
Figura 30. Almacenamiento para aumentar la estabilidad en la transmisión.	52
Figura 31. Almacenamiento usado para el aplazamiento de mejoras en la distribución [83].	53

Figura 32. Almacenamiento para mejorar la calidad de la energía en el lado del consumidor [83].	54
Figura 33. Precios de la energía por hora para pequeños clientes comerciales e industriales en el período de verano.	56
Figura 34. Reducción de la demanda en el pico mediante el uso de un sistema de almacenamiento.	57
Figura 35. Almacenamiento para gestión de la demanda por parte del cliente [83].	58
Figura 36. Número de proyectos de sistemas de almacenamiento de energía por regiones del planeta [85].	61
Figura 37. Potencia instalada de sistemas de almacenamiento por continentes en MW.	62
Figura 38. Potencia nominal de almacenamientos por tecnologías.	64
Figura 39. Instalación de proyectos a lo largo del tiempo.	65
Figura 40. Potencia instalada de sistemas de almacenamiento mediante hidrógeno en MW.	66
Figura 41. Potencia instalada de hidroeléctricas reversibles a lo largo del tiempo.	67
Figura 42. Potencia instalada total por países.	69
Figura 43. Potencia instalada en plantas de hidroeléctricas reversibles (MW).	69
Figura 44. Potencia instalada de almacenamiento electroquímico por países.	70
Figura 45. Potencia instalada de almacenamiento electromecánico por países.	70
Figura 46. Potencia instalada en almacenamiento térmico por países.	71
Figura 47. Potencia instalada en plantas de hidrógeno por países.	71
Figura 48. Potencia instalada en tres de los servicios por tecnología y servicios con más número de proyectos.	73
Figura 49. Servicios con mayor potencia instalada en tecnología electroquímica, electromecánica y almacenamiento térmico [85].	73
Figura 50. Servicios en los que están presentes los tipos de tecnologías mostrados anteriormente.	74
Figura 51. Uso de las hidroeléctricas reversibles tanto por potencia, como por número de proyectos.	75

# Notación

---

Å	Angstrom
AC	Corriente Alterna
AEC	Señales de error del área de control
AGC	Control automático de generación
ASET	Almacenamiento subterráneo de energía térmica
BOP	Balance of plant
BTU	British Thermal Unit
CAES	Almacenamiento de energía de aire comprimido
CAISO	California Independent System Operator
cents	centimos
CO <sub>2</sub>	Dióxido de carbono
CPUC	California Public Utility Commission
CT	Turbina de combustión
dc	corriente directa
DOD	Profundidad de descarga
DOE	Department of Energy
E/P	Energía / Potencia
EDLC	Capacitor electroquímico de dos capas
EPRI	Electric Power Research Institute
ESS	Sistema de almacenamiento de energía
EV	Vehículo eléctrico
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
GE	General Electric
GW	GigaWatt
H <sub>2</sub>	Dihidrógeno
H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	Ácido sulfúrico
HVDC	High Voltage Direct Current
Hz	Hertz
IPP	Institute of Plasma Physics
ISO	Independent System Operator
kJ	kilojoule
KOH	Hidróxido de potasio
kWh	kilowatt hora
lb	libra
LFP	Litio - Ferrofosfato
LHV	Valor calorífico inferior
Li-ion	Iones de litio
LIP	Polímero de litio

LMP	Precio Marginal Local
LTO	Litio - Ion titanato
m	metro
min	minuto
MRL	Manufacturing Readiness Level
Mvar	Megavoltampere reactivo
MW	Megawatt
MWh	Megawatt hora
Na	Sodio
Na - NiCl <sub>2</sub>	Sodio - Cloruro de Níquel
Na <sub>2</sub> S <sub>5</sub>	Sodio Pentasulfuro
NaS	Sodio - Azufre
NCA	níquel cobalto aluminio
NGK	NGK Spark Plug Co., Ltd.
Ni - MH	Níquel metal hidruro
NiCd	Níquel - Cadmio
NiFe	Níquel - Hierro
NMC	níquel manganeso cobalto
O&M	Operación y mantenimiento
O <sub>2</sub>	Oxígeno
Pb	Plomo
PbC	Plomo carbón
PbO <sub>2</sub>	Dióxido de plomo
PCS	Sistema de conversión de potencia
PH	Hidroeléctricas reversibles
PHEV	Vehículo eléctrico híbrido enchufable
PJM	PJM Interconnection, LLC.
PNNL	Pacific Northwest National Laboratory
PQ	Calidad de la energía
PV	Fotovoltaico
Redox	Oxidación / Reducción
SIB	ion de sodio
SNL	Sandia National Laboratories
SOC	Estado de carga
Tm	Tonelada métrica
ton	tonelada
TOU	Time of use
TRL	Technology readiness level
UPS	Suministro de energía ininterrumpible
USA	United States of America
V	Volt
V	Vanadio
V2G	Vehicle-to-grid
V <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	Pentóxido de vanadio
var	voltampere reactivo
VLA	Plomo - ácido ventilada

VRLA

Plomo - ácido regulada por válvula

W

Watt

Wh

Watt hora





# 1 INTRODUCCIÓN

---

Actualmente, los recursos naturales del planeta están siendo usados a un ritmo tan acelerado, que si no se toman medidas, las condiciones de vida de nuestros descendientes pudieran ser mucho peores que las que poseemos en la actualidad. Se espera que la población mundial crezca en 2 000 millones para el 2050 y la demanda global de energía se espera que casi duplique la actual en el mismo período [4]. Teniendo en cuenta todo esto, los seres humanos no nos debemos quedar con los brazos cruzados, y más aún los pertenecientes al sector de la energía.

Para intentar frenar los efectos adversos del cambio climático del planeta, la Unión Europea se ha trazado una meta para el año 2020 con el objetivo de llevar a Europa a un desarrollo sostenible, permitiendo el crecimiento económico sin el aumento de la emisión de gases contaminantes a la atmósfera.

El acuerdo para el año 2020 tiene tres puntos fundamentales:

- Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en un 20% (30% si se alcanza un acuerdo internacional). [3]
- Establece un marco común de medidas para el fomento de la eficiencia energética dentro de la Unión, a fin de asegurar la consecución del objetivo principal de eficiencia energética de la Unión Europea de un 20 % de ahorro para 2020, con el objetivo de preparar el camino para mejoras posteriores de eficiencia energética más allá de ese año. [2]
- Establece una cuota mínima del 20% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía de la Unión Europea, el mismo objetivo establecido para España y una cuota mínima del 10% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía en el sector del transporte en cada Estado miembro para el año 2020. [1]

Teniendo en cuenta este acuerdo y siendo consecuentes con la situación energética mundial, se hace evidente que la concepción de los sistemas eléctricos de potencia tiene que cambiar con respecto a la que se tenía en el siglo XX.

El uso de grandes plantas de generación ubicadas en puntos alejados de los grandes consumidores está quedando cada vez más obsoleto. Si bien todavía siguen siendo necesarias para cubrir la demanda de energía, esta filosofía tiene que ir cambiando hacia una generación más distribuida, acercando la generación a la carga, diversificando los bloques de generación en pequeños bloques de energía generados en el mismo lugar, o más cercanos a donde se consumen. De esta forma, se logra reducir la demanda, ya que cada consumidor genera lo que consume. Esta medida logra reducir considerablemente las pérdidas de transporte de energía, además de mejorar la operación del sistema, pues los grandes bloques de carga pudieran planearse su propia generación teniendo en cuenta la demanda que tendrán.

Por otra parte, se hace evidente que es necesario aumentar considerablemente el uso de energías renovables. Actualmente se pierde una cantidad considerable de energía que se pudiera aprovechar si se mejorasen los sistemas de generación de energías renovables. Tanto los recursos eólicos como los solares, debido a su alta intermitencia, están disponibles de forma independiente a la demanda del sistema. Es por ello que en el momento que existe una gran generación no tiene por qué estar siendo utilizada esa energía. Otro gran problema de esta intermitencia es que puede influir negativamente en la estabilidad del sistema. Es por ello que los sistemas de almacenamiento de energía se hacen cada vez más necesarios en los sistemas actuales. No

solo para almacenar la energía no utilizada a cada momento, si no para mejorar también la estabilidad y la robustez del sistema, siendo la piedra angular para reformar los sistemas eléctricos de potencia.

Los sistemas de almacenamiento de energía también les proveen flexibilidad a los consumidores comerciales y residenciales. Permitiéndoles actuar también como generadores, teniendo la posibilidad de decidir en qué punto y a qué precio entrarán a consumir energía. Además, la red gana la posibilidad de acomodar a los productores y consumidores con comportamientos dispares en cuanto a la demanda.

## 1.1 Motivación de la investigación.

Los continuos desarrollos de los materiales que se utilizan y los procesos de fabricación de los sistemas de almacenamiento de energía han permitido mejorar sus precios de mercado. Las tecnologías tradicionales usadas para este fin como son las hidroeléctricas de bombeo y los almacenamientos de aire comprimido tienen limitada aplicabilidad, ya que dependen de la topología de la zona y están perdiendo terreno en el mercado con las nuevas tecnologías emergentes usando baterías.

En la actualidad el uso de sistemas de almacenamiento, que hasta el momento no se venían usando en las aplicaciones para los sistemas eléctricos de potencia está creciendo de forma acelerada. Tecnologías como la electroquímica tienen cada vez más proyectos en funcionamiento en las redes. Con proyectos de pequeña potencia si se comparan con las grandes hidroeléctricas reversibles, pero con un gran número de ellos. En general todos los tipos de tecnologías de almacenamiento están siendo investigadas para lograr un mayor desempeño de las mismas e ir abaratando más su entrada en el mercado masivo.

Es por todo ello que se lleva a cabo la presente investigación. Es necesario conocer las tecnologías disponibles hasta el momento para almacenar energía y como estas se comportan en cada una de las aplicaciones, además es necesario saber como pueden ser utilizadas y que servicios pueden brindar en cada caso.

## 1.2 Objetivos.

El presente trabajo tiene tres objetivos fundamentales. El primero de ellos es describir los tipos de tecnologías usados para el almacenamiento de energía eléctrica. Es necesario detallar como funciona cada una de ellas y analizar los costos de cada tipo, con el objetivo de poder valorar en un caso práctico, dado una red determinada si se instalará algún tipo de almacenamiento de energía para resolver los problemas que presente dicha red y de ser así, que tipo de almacenamiento será más adecuado tanto por el costo del mismo como por el desempeño que tendrá una vez instalado.

Como segundo objetivo se fija la descripción de los diferentes servicios que son capaces de brindar los sistemas de almacenamiento de energía. Teniendo en cuenta la gran cantidad de aplicaciones para los que pueden ser instalados es necesario delimitar cada uno de los servicios, los requerimientos de cada uno de ellos y las necesidades de la red a la cual se le va a instalar el almacenamiento. Además, es necesario saber qué tipos de servicios son compatibles entre si. Teniendo en cuenta el alto costo de los sistemas de almacenamiento, no resulta rentable instalarlos para ofrecer un solo servicio. Por lo tanto, cuando se decide instalar un sistema de almacenamiento, tiene que ofrecer la mayor cantidad de servicios posibles para que sea rentable. Estos servicios brindados por el sistema de almacenamiento deben escogerse, tanto por los beneficios económicos que obtengan como por las necesidades que tenga la red eléctrica a la cual se instalan.

El tercer y último objetivo del presente trabajo es hacer un análisis detallado de los proyectos de almacenamiento de energía instalados en el mundo. En el mismo, es necesario analizar los proyectos operacionales hasta el momento, los proyectos futuros con el objetivo de saber hacia donde está tendiendo el sector y los proyectos fuera de servicio hasta el momento.

### 1.3 Estructura de la memoria.

La memoria de este trabajo consta de cinco capítulos, organizados como se detalla a continuación:

En el Capítulo 1 se realiza la introducción al trabajo, en el se da una visión general de la situación actual de los sistemas de almacenamiento de energía en el mundo y se expresa la necesidad del análisis de estos sistemas. Además, se explica la motivación de la siguiente investigación y se establecen los objetivos para la misma. También se explica la estructura de la presente memoria.

En el Capítulo 2 se lleva a cabo la descripción de cada uno de los tipos de tecnologías usadas en los sistemas de almacenamiento de energía y se hace una caracterización de su funcionamiento. Además, se realiza un análisis de los costos de algunas de las tecnologías que se usan en los sistemas de almacenamiento.

El Capítulo 3 describe los servicios que prestan estos sistemas de almacenamiento de energía y sus beneficios. En él se describen varios de estos servicios agrupados en diferentes grupos como son: los servicios de gran cantidad de energía, los servicios auxiliares, servicios tanto en las redes de transmisión, como en las redes de distribución, servicios de gestión energética del cliente y los servicios mixtos o combinaciones de uso de los sistemas de almacenamiento, necesarios para lograr que su uso salga rentable.

En el Capítulo 4 se hace un análisis global de los sistemas de almacenamiento. En este se analiza la potencia instalada y número de proyectos, tanto por países como por tipos de tecnologías. Además, se estudia la evolución histórica de la instalación de proyectos de almacenamiento de energía por tipos de tecnologías. Por otro lado, se analiza la potencia instalada de cada tipo de tecnología por países y se hace un análisis de los servicios que prestan cada tipo de tecnología. Por último, se realiza un desglose de los tipos de tecnologías. Para ello se dividen los proyectos en tres grandes grupos: proyectos operacionales, proyectos a instalarse en el futuro y proyectos desconectados o fuera de servicio estudiándose los proyectos en cada uno de estos tres grupos teniendo en cuenta por un lado la potencia instalada de los mismos y por otro, los proyectos con mayor tiempo de descarga.

En el Capítulo 5 se detallan las conclusiones a las cuales se llega con la siguiente investigación.



## 2 DESCRIPCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS USADAS EN LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

---

El uso efectivo de las fuentes de energía depende de tener la flexibilidad de proveer esa energía en el momento que se quiera. Este es el concepto fundamental detrás de los sistemas de almacenamiento de energía. La flexibilidad temporal ofrecida por el almacenamiento ayuda a los sistemas eléctricos a acomodar los períodos donde no coinciden el suministro y la demanda (desde pequeñas fluctuaciones a grandes cortes de energía) y por consiguiente mejorar la fiabilidad de la red, la calidad de la energía y la rentabilidad de las infraestructuras construidas. Además, desde un punto de vista social, los sistemas de almacenamiento pueden permitir la electrificación de zonas rurales alejadas, además, permite a los consumidores controlar el consumo de energía y fortalecer el valor de las instalaciones de energía renovables.

Los sistemas de almacenamiento de energía han experimentado un avance significativo en su aplicación a los sistemas eléctricos teniendo en cuenta sus beneficios potenciales. Se prevé que las instalaciones asociadas con la red y los servicios auxiliares crezcan alrededor de 40 veces en los próximos 10 años (de 538.4 MW en 2014 a 20 800 MW en 2024) [5] debido a factores como la integración de renovables, la demanda de energía, retirada de activos e innovación tecnológica. Se espera que el uso de almacenamientos de energía entre los usuarios finales (comerciales y residenciales) experimente un crecimiento incluso mayor, de alrededor de 70 veces (de 172 MW en 2014 a 12 147 MW en 2024) debido, en gran parte, a la tecnología de smart grid. [6]

El rango de tecnologías que estimularán estas tasas de crecimiento exponencial abarca diferentes estados de la energía y principios de la física. En la Tabla 1 se muestran las principales tecnologías utilizadas para el almacenamiento de energía.

La Tabla 2 muestra una comparativa de la capacidad instalada de diferentes tecnologías en Estados Unidos y el resto del mundo. En ella se puede apreciar que puede haber un crecimiento significativo en el uso de baterías para el almacenamiento de energía.

Energía Cinética			Energía Potencial		
Tecnologías Térmicas	Tecnologías Eléctricas	Tecnologías Mecánicas		Tecnologías Electroquímicas	Tecnologías Químicas
Agua caliente	Supercapacitores	Volantes de inercia	Central hidroeléctrica reversible	Litio ion (Li-ion)	Hidrógeno
Sales fundidas	Energía magnética de superconductores		Energía de aire comprimido	Plomo-acido	Gas Natural Sintético
Materiales que cambian de estado				Flujo Oxidación/Reducción (Redox)	
				Sulfuro de Sodio (NaS)	

Tabla 1. Tecnologías usadas en el almacenamiento de energía. [7]

	U.S. (MW)	Global (MW)
<b>Central Hidroeléctrica Reversible</b>	23 000	110 000
<b>Aire Comprimido</b>	110	477
<b>Baterías</b>	40	300
<b>Otros</b>	5	10

Tabla 2. Capacidad instalada para diferentes tecnologías usadas en el almacenamiento de energía en Estados Unidos y el mundo. [9]

## 2.1 Descripción del funcionamiento de los principales tipos de tecnologías usadas en los sistemas de almacenamiento de energía.

En el presente epígrafe se pretende describir brevemente el funcionamiento de los tipos de tecnologías de almacenamiento de energía más relevantes. En él se describen los tipos de tecnologías que tienen una capacidad instalada considerable o tienen un gran número de proyectos. En el Epígrafe 2.2 se hace un análisis de los costos de algunos de los tipos de tecnologías usadas para el almacenamiento. En [83] se hace un estudio detallado de precios y otros aspectos de las tecnologías. Este epígrafe no pretende realizar un estudio detallado, solo pretende dar una perspectiva general del funcionamiento de las tecnologías descritas.

### 2.1.1 Electroquímicas.

#### 2.1.1.1 Batería de iones de litio (Litio – Ion).

Las baterías de iones de litio han experimentado un crecimiento considerable para aplicaciones estacionarias de almacenamiento de energía. Siendo ya una tecnología comercialmente madura en las aplicaciones electrónicas, esta tecnología se está posicionando como líder en el sector de los vehículos eléctricos, que usan formatos de celdas y packs cada vez más grandes, llegando a capacidades de 15 a 20 kWh para los vehículos PHEV y 50 kWh para todos los vehículos eléctricos.

Existen varias combinaciones de sustancias usadas en las baterías Li – ion (como también se le llaman), cada una con características específicas de potencia contra energía. Los formatos más grandes de celdas prismáticas son el objetivo de muchos proyectos de investigación y desarrollo, ampliación y evaluación de durabilidad para el uso a corto plazo en los vehículos eléctricos (EV), pero todavía están disponibles en cantidades limitadas.

Una celda de una batería Li – ion contiene dos materiales reactivos capaces de producir una reacción química en la cual se transfieren electrones. Para permitir la reacción, los materiales deben estar en contacto eléctrico,

directamente o a través de un conductor y deben ser capaces de intercambiar iones cargados para mantener la neutralidad de carga total a medida que se transfieren los electrones. Una celda se diseña para mantener los materiales en contacto directo entre sí y conectar cada material a un terminal eléctrico aislado del terminal del otro material. Estos terminales son los contactos externos de la celda. La Figura 1 muestra el principio de funcionamiento de la celda. Dentro de la celda los materiales están conectados iónicamente, pero no eléctricamente por un electrolito que permite el paso de iones pero no de electrones. Como se muestra en la Figura 2, esto se logra construyendo la celda con una membrana porosa aislante, llamada separador, entre los dos materiales y rellenando esta membrana con una solución salina iónicamente inductiva. Con ello, este electrolito sirve como paso a los iones y no a los electrones.

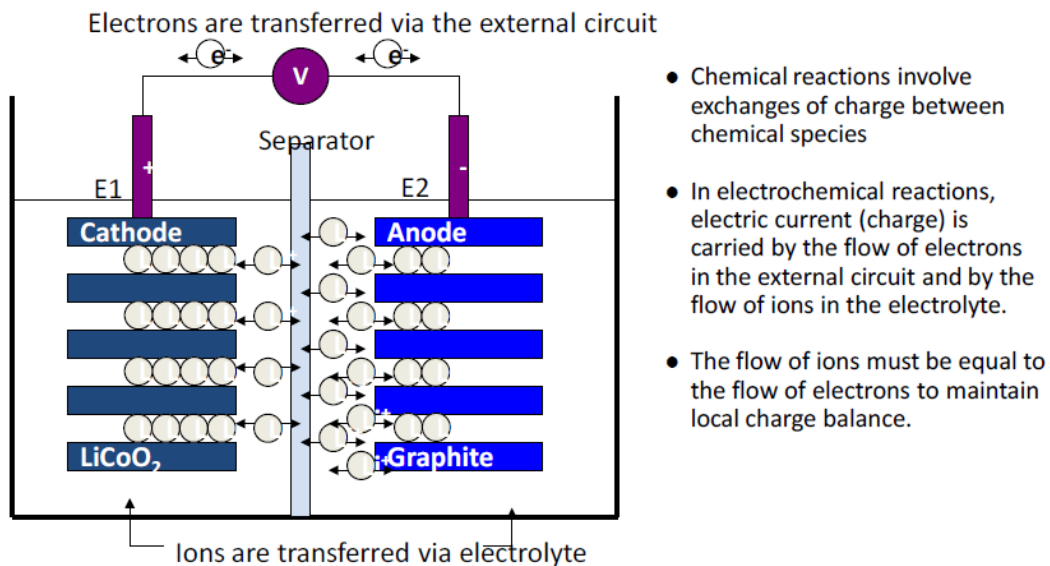
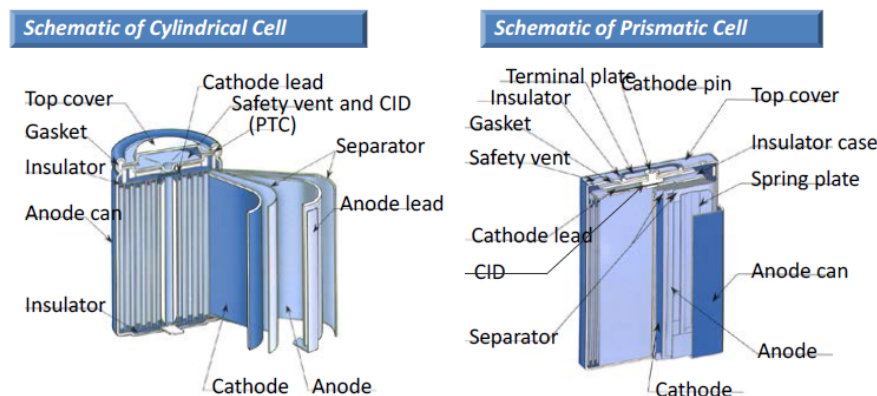


Figura 1. Principio de funcionamiento de una batería Li – ion.

Cuando los terminales externos de la batería se conectan entre sí a través de una carga se intercambian electrones entre los materiales reactivos y se produce la reacción química con una diferencia de potencial electroquímico o voltaje característica. Así existe una corriente y un voltaje (en definitiva, una potencia) aplicada a la carga [83].



Another approach, prismatic polymer lithium-ion technology, is generally only used for small portable applications such as phones and MP3 players.

Figura 2. Ilustración de los tipos de celdas Li – ion.

#### 2.1.1.1.1 Estado actual.

Las baterías Li-Ion se encuentran disponibles por un variado número de suministradores. Recientemente, se ha probado un sistema de baterías de 2 MW de AES Energy Storage, con baterías suministradas por Altairmano, bajo la dirección de KEMA [23 y 24]. Durante el test, un sistema de gestión de la batería monitoreó la temperatura de las celdas de la batería, el voltaje de las celdas y se mantuvo un seguimiento del estado de

carga de la misma. Se conectaron tres inversores monofásicos con un transformador elevador a través de transformadores de aislamiento, con el lado de la batería funcionando a 480 V y el lado de la red a 13.8 kV. Estos valores de voltaje son importantes ya que el costo global del PCS depende del mínimo voltaje en el lado de la batería. El desempeño de estas baterías es bueno y son capaces de suministrar energía casi instantáneamente. Aún queda por ver cuánto durarán a largo plazo y cuál será el impacto de conectar muchas baterías en serie/paralelo para suministrar una potencia determinada a un voltaje específico. Teniendo en cuenta que no hay información específica del coste de operación y mantenimiento de estas baterías se puede asumir que es el mismo que las baterías Na-S.

#### 2.1.1.1.2 Método de dimensionamiento de las baterías.

Las baterías Li-ion tienen diferentes relaciones P/E dependiendo de su aplicación, variando desde 60 para los vehículos eléctricos híbridos (HEV) hasta 4-16 para los vehículos eléctricos híbridos con conexión a red (PHEV) [25]. Para las aplicaciones de los sistemas eléctricos la P se define como la potencia que entrega la batería por 1 minuto. Normalmente, las baterías Li-ion se pueden descargar continuamente a una tasa máxima de 2C por 20 minutos aproximadamente, con una relación P/E de 1.3, donde C es la capacidad de energía nominal de la batería dada en Wh. Para una duración de 1-2 minutos, se puede asumir que la P/E para estas baterías es 2 aproximadamente. Este valor puede variar dependiendo del diseño de la batería, a mayor potencia las baterías tienen mayores relaciones P/E. Por lo tanto, para calcular el costo global de la batería, debe determinarse si se limita la potencia o la energía. Es importante considerar no solo los requerimientos de máxima potencia, sino también, por cuánto tiempo se necesitará esta máxima potencia continuamente. Con esto es posible fijar el menor valor de energía de la batería que satisface los requerimientos de potencia después de tener en cuenta la degradación de la misma.

#### 2.1.1.1.3 Eficiencia y vida útil.

Las baterías Li-ion son muy eficientes, con una eficiencia en el ciclo dc-dc en el rango de 0.85-0.95 [22] y en el ciclo ac-ac de alrededor de 0.85 [10]. En el estudio realizado en [9], considerando la alta potencia requerida en las aplicaciones para el balance, se usa una eficiencia dc-dc de 0.8. La curva del ciclo de vida contra el DOD para las baterías Li-ion se muestra en la Figura 3.

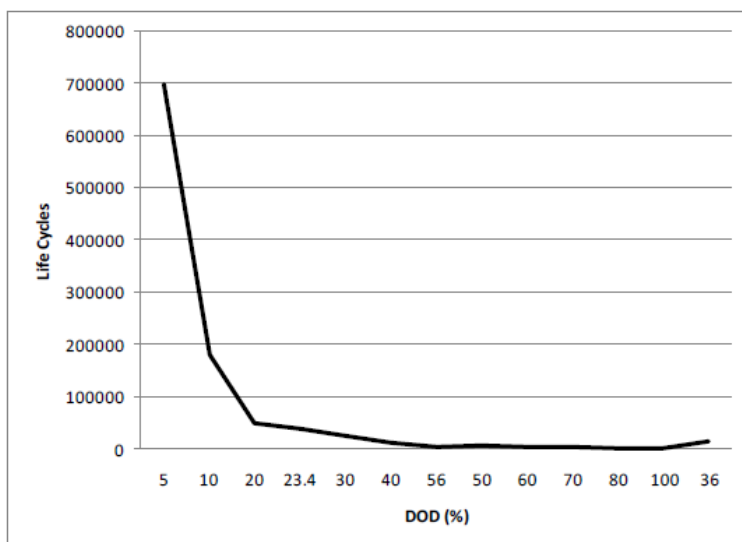


Figura 3. Curva de ciclo de vida contra DOD para las baterías de Li-ion.

#### 2.1.1.2 Baterías de sodio – azufre (NaS).

Las baterías de sodio – azufre (NaS) es una tecnología comercial de almacenamiento de energía que se ha ido buscando su puesto en aplicaciones como brindar apoyo en las redes de distribución e integración de energía eólica. La tecnología de baterías de sodio – azufre tiene mucho potencial para el uso en los servicios de redes, debido a su alto tiempo de descarga (aproximadamente 6 horas). Como muchos otros sistemas de almacenamiento, son capaces de conectarse y ofrecer una respuesta precisa a aquellas redes que necesiten una disminución de eventos relacionados con la calidad de la energía y dar respuesta a las señales del AGC para la regulación de área.



La temperatura normal de operación de las celdas NaS durante el ciclo de carga/descarga está en el rango de 300 °C a 350 °C. Durante la descarga, el sodio (electrodo negativo) se oxida en la interface sodio/beta alúmina, formando iones Na<sup>+</sup>. Estos iones migran a través del electrolito sólido de beta alúmina y se combinan con el azufre que se ha reducido en el electrodo positivo para formar sodio pentasulfuro (Na<sub>2</sub>S<sub>5</sub>). El Na<sub>2</sub>S<sub>5</sub> no se mezcla con el azufre que queda, así se forma una mezcla de líquidos en dos fases. Como se aprecia en la Figura 4.

Después que todo el líquido restante en fase de azufre se consume, el Na<sub>2</sub>S<sub>5</sub> se convierte progresivamente a sodio polisulfuro de una fase y con un progresivo aumento del contenido de azufre (Na<sub>2</sub>S<sub>5-x</sub>). La reacción en la celda durante la descarga es exotérmica y experimentan un calentamiento debido a pérdidas eléctricas. Aunque las características eléctricas de las celdas NaS dependen de su diseño, el comportamiento del voltaje puede predecirse por la termodinámica de la celda.

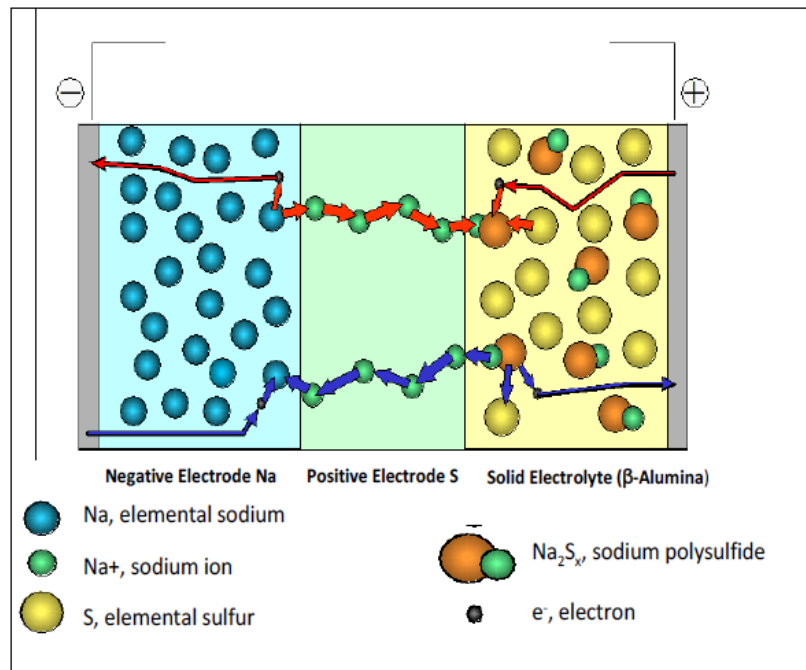


Figura 4. Estructura química de una celda de sodio – azufre.

Las baterías de sodio – azufre usan materiales peligrosos, incluyendo sodio metálico, el cual es combustible en presencia de agua. Por lo tanto, se necesitan recipientes herméticos de doble capa de acero inoxidable que contienen los paquetes serie-paralelos de celdas NaS. Cada celda se sella herméticamente y se recubren con arena por dos motivos, para fijar la celda y para extinguir el fuego, en caso de que ocurra. La Figura 5 muestra los componentes de un módulo de celdas. Otra característica de seguridad de estas celdas es que se incluye aislamiento eléctrico fundido y un sistema de gestión de la batería que monitoriza el voltaje y la temperatura de cada bloque de celda. El azufre, el sodio, el electrolito de cerámica beta – alúmina y el polisulfuro de azufre de la batería se colocan mediante procesos industriales y se reciclan al final de la vida de la batería. Las baterías NaS se pueden instalar en las plantas de generación, subestaciones y en las plantas de generación de energías renovables, donde se cargan durante las horas fuera del pico y se descargan cuando se necesita. Cada módulo de batería contiene las celdas, los elementos de control de temperatura y arena seca.

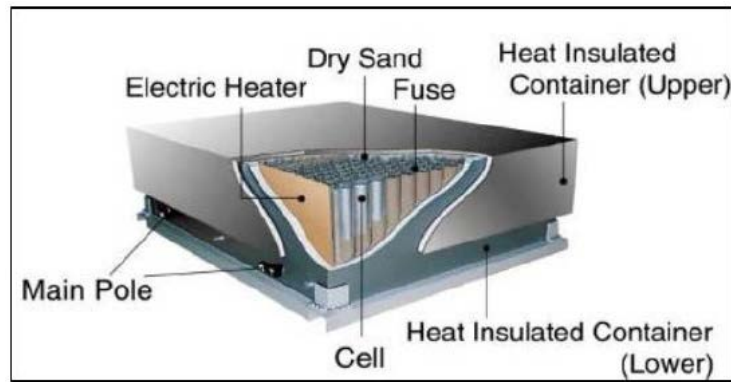


Figura 5. Componentes de un módulo de una batería sodio – azufre.

#### 2.1.1.2.1 Estado actual.

El sistema de baterías de sodio – azufre más grande instalado hasta el momento en el mundo es de 34 MW, instalado en el pueblo de Rokkasho, en Aomori, Japón (NGK Insulators, LTD). Mientras que el número correspondiente para sistemas con baterías de Litio es de 2 MW. AES Energy Storage instaló una planta de almacenamiento de energía de 12 MW usando baterías Li-ion mientras que las plantas de hidroeléctricas reversibles están en el orden de cientos de MW y MWh. La densidad de energía por volumen de las baterías de NaS es de  $170 \text{ kWh/m}^3$  y por peso es de  $117 \text{ kWh/ton}$ .

#### 2.1.1.2.2 Método de dimensionamiento de las baterías.

El dimensionamiento de las baterías depende de la profundidad de descarga (DOD), que a su vez depende del número de ciclos carga/descarga que la batería experimenta a lo largo de su vida útil. La única batería comercial de Na-S disponible en el mercado la fabrica NGK Insulators, Ltd. Esta batería es capaz de entregar una cantidad de energía de 6.8 veces su potencia nominal. En el estudio desarrollado en [9], por ejemplo, se evalúan baterías con duraciones de carga/descarga mucho menores a 6.8 horas, van de  $\frac{1}{2}$ -1 hora. Las baterías con duración de almacenamiento de  $\frac{1}{2}$  hora no existen en la actualidad. Como consecuencia de ello es necesario ajustar el costo a una duración del almacenamiento más corta basada en las dimensiones de baterías disponibles actualmente.

Típicamente, las baterías Na-S pueden suministrar hasta cinco veces su potencia nominal por un máximo de cinco minutos. Por lo general, para el servicio de balance, la demanda del pico de potencia ocurre solo en pequeños intervalos de tiempo de 1-2 minutos. Por lo tanto, usar el pico nominal de potencia en vez de la potencia nominal todavía se puede considerar un criterio conservador a la hora de dimensionar la batería. Si el pico de potencia y energía requerida son de  $1 \text{ MW}/1\text{MWh}$ , respectivamente, el tamaño de la batería suficiente para ese requerimiento de potencia y energía sería  $0.2 \text{ MW}/1.36 \text{ MWh}$ . Estos números reflejan la relación energía/potencia nominal (E/P) de 6.8 para las baterías Na-S. Por consiguiente, el dimensionamiento de las baterías estaría determinado por la demanda del pico de potencia.

La explicación anterior es apropiada para los tamaños de baterías actualmente disponibles. Sin embargo, se podría asumir, teniendo en cuenta que se usan cada vez más sistemas de almacenamiento de energía, que las baterías Na-S se construirán con un amplio rango de relación E/P. En el estudio realizado en [9] se asume que existen baterías con relación E/P de 1, de forma tal que la potencia pico para 1-2 minutos que es capaz de entregar la batería es 3 veces la potencia nominal (o el contenido de energía). Esto permite dimensionar la batería basándose en los requerimientos de energía.

Para las baterías Li-ion, la capacidad de entregar de 1 a 2 MW/MWh ha sido bien demostrada. Por lo tanto las baterías se pueden dimensionar teniendo en cuenta los requerimientos de energía. El tiempo de respuesta a la demanda tanto para los sistemas de baterías de Na-S como para los de Li-ion se encuentran en el orden de pocos milisegundos. Esto permite que el sistema intercambie energía casi instantáneamente cuando la red lo necesita.

#### 2.1.1.2.3 Eficiencia y vida útil.

Aunque la eficiencia de estos sistemas se encuentra por encima del 90 %, es importante usar valores apropiados que correspondan con las necesidades de potencia para cada aplicación. También sería razonable tener en cuenta la degradación de la batería como función de las estaciones del año y el ciclo de vida para

incorporar las pérdidas para relaciones potencia/energía específicas, densidad de potencia/energía y las pérdidas de eficiencia a medida que la batería se va degradando. Teniendo en cuenta esto sería razonable considerar una eficiencia entre 78-80 % para ambos sistemas de baterías (Na-S, Li-ion). Este valor también incluye las pérdidas de eficiencia en el PCS.

Para las baterías Na-S, la eficiencia de ciclo completo AC-AC (round-trip efficiency) se encuentra en el rango de 0.75-0.85 [10, 11, 17 y 21]. En el estudio realizado en [9] se escoge una eficiencia de ciclo completo de 0.78. Para las baterías de Li-ion, la eficiencia de ciclo completo se estima en 0.8 [22]. Este dato corresponde a la eficiencia de todo el sistema, que incluye todas las pérdidas en el PCS. La eficiencia de ciclo completo del PCS se estima en 0.95. Esta eficiencia puede cambiar en función de la relación de carga / descarga. NGK proyecta sus baterías para tener un ciclo de vida de 4500 ciclos para capacidad de descarga nominal de 6 MWh por MW de instalación. Con esta programación, se proyectan las baterías para tener una vida de 15 años [83].

A modo de resumen en la Tabla 3 se muestran las principales características de las baterías NaS según NGK.

Densidad de energía (Volumen).	170 kWh / m <sup>3</sup>
Densidad de energía (Peso).	117 kWh / ton
Eficiencia del ciclo carga / descarga de las baterías (Base en DC).	> 86 %
Eficiencia del ciclo carga / descarga de las baterías (Base en AC).	≥ 74 %
Mantenimiento.	Bajo
Ciclo de vida.	4 500 ciclos a capacidad nominal.
Vida útil.	15 años

Tabla 3. Características de funcionamiento de la batería NaS [29].

La relación entre el ciclo de vida y la profundidad de descarga (DOD) para las baterías Na-S se muestra en la Figura 6. Se puede apreciar que a medida que la profundidad de descarga de la batería aumenta disminuye su vida útil.

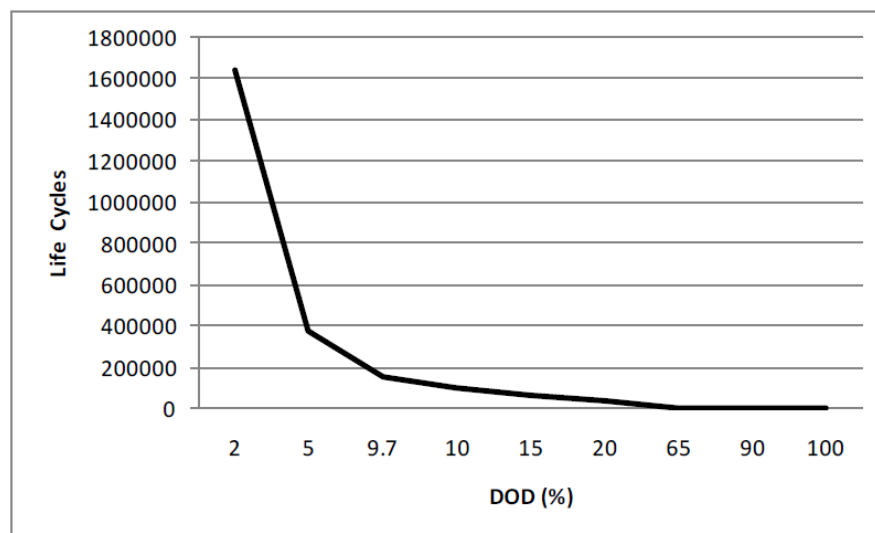


Figura 6. Ciclo de vida contra curva de DOD de baterías Na-S.

### 2.1.1.3 Baterías de plomo – ácido.

#### 2.1.1.3.1 Descripción técnica.

Las baterías de plomo – ácido son la forma de baterías recargables más antigua que existe. Originalmente se inventaron a mediados de 1800, se usan ampliamente en el sistema de encendido de los coches, barcos, aviones, etc. Todos los diseños de plomo – ácido comparten la misma química básica. El electrodo positivo se compone de dióxido de plomo, PbO<sub>2</sub>, mientras que el electrodo negativo se compone de plomo metálico, Pb. El material activo en ambos electrodos es altamente poroso para maximizar el área de superficie. El electrolito

es una solución de ácido sulfúrico, normalmente contienen alrededor de 37 % de ácido sulfúrico con respecto a su peso cuando la batería está totalmente cargada.

Las tecnologías de almacenamiento de energía mediante baterías de plomo – ácido se dividen en dos tipos: la tecnología de plomo – ácido carbón y la tecnología de plomo – ácido avanzada. La tecnología de plomo – ácido carbón usa un enfoque fundamental totalmente diferente a las baterías plomo – ácido, cada una incluye el carbón de una forma o de otra para mejorar las características de potencia de la batería y para mejorar los efectos de los estados de carga parciales. Algunas baterías plomo – ácido avanzadas son las baterías convencionales de plomo – ácido reguladas por válvula (VRLA) con tecnologías dirigidas a mejorar los defectos de los productos anteriores de plomo – ácido mediante cambios paulatinos en la tecnología. Otros sistemas de baterías de plomo – ácido avanzadas incorporan diferentes configuraciones de electrolitos sólidos y electrodos, mientras que otras incorporan la tecnología del capacitor como parte del diseño del electrodo del ánodo [83].

#### 2.1.1.3.1.1 Plomo – ácido Carbón.

La tecnología plomo – ácido carbón exhibe altos índices de carga y descarga sin el efecto de detrimento aparente en su vida útil, como ocurre por lo general en las baterías plomo – ácido ventiladas tradicionales (VLA) y las baterías VRLA. Esta característica le permite a las baterías de plomo – ácido carbón suministrar y soportar grandes índices de corriente, solo disponibles en las caras baterías de níquel metal hidruro (Ni – MH) y las baterías de iones de litio (Li - ion).

Existen tres grandes grupos en la tecnología de plomo – ácido carbón actualmente introduciéndose en el mercado. Los principales fabricantes trabajando en estas tecnologías son Ecoult/EastPenn, Axion Power International and Xtreme Power. Cada fabricante tiene una implementación diferente de la integración del carbón con la tradicional placa negativa de plomo – ácido. Por lo general, cada variación apunta a un nicho diferente en el mercado.

Según Axion, la tecnología PbC de la cual es propietaria, es un sistema híbrido de multi – celda asimétrica supercapacitiva de plomo – ácido – carbón. Los electrodos negativos son ensamblajes de cinco capas que consisten en un electrodo de carbón, una barrera para la corrosión, el colector de corriente, una segunda barrera anticorrosión y el segundo electrodo de carbón. Estos ensamblajes de electrodos se combinan con separadores convencionales y electrodos positivos. La batería resultante se llena con un electrolito ácido, se sella y se conecta en serie con otras celdas. Se les han realizado test de descargas profundas a prototipos de laboratorio y han soportado más de 1600 ciclos antes de algún fallo. En comparación, la mayoría de las baterías plomo – ácido diseñadas para descargas profundas entregan de 300 a 500 ciclos. Prototipos de aplicación específica pueden brindar varias ventajas en su desempeño sobre las baterías convencionales de plomo – ácido, entre las que se incluyen:

- Índices de recarga significativamente más rápidos.
- Vida útil mucho más larga en aplicaciones de descarga profunda.
- Mínima necesidad de mantenimiento.

Los sistemas de Xtreme Power están encontrando usos rápidamente en las aplicaciones de alisamiento de la salida de potencia de los parques eólicos y las plantas fotovoltaicas. La Xtreme Power PowerCell es una celda seca avanzada de 12 V, 1 kWh, que utiliza una batería de diseño y química de estado sólido. La característica uniforme de la PowerCells permite ensamblar miles de ellas en matrices serie / paralelo, adecuadas para los usos a gran escala, los cuales requieren muchos megawatts de potencia, a la vez que mantienen un impacto aceptable. Su baja resistencia interna tiene como resultado una alta retención de potencia, así como la habilidad de cargarse rápidamente y descargar grandes cantidades de potencia. Los informes del fabricante mencionan que la vida de la batería depende de la profundidad de descarga (DOD). El ciclo de vida es función logarítmica del DOD y va desde más de 500 000 ciclos a 1 % DOD hasta los 1 000 ciclos a 100 % DOD [83].

#### 2.1.1.3.1.2 Tecnologías de plomo – ácido avanzadas.

Mientras que algunos fabricantes de la tecnología plomo – ácido carbón están mejorando la capacidad de las tecnologías de plomo – ácido convencionales mediante la incorporación del carbón en uno o los dos electrodos, otros como GS Yuasa y Hitachi están usando otros planteamientos. Productos avanzados de plomo – ácido de estos fabricantes tienen otras mejoras en la tecnología como cátodos de carbón-doped, sistemas de

retención del electrolito de silicio granular (GS Yuasa), materiales activos de alta densidad y electrolitos basados en silicio (Hitachi).

#### 2.1.1.3.2 Características de funcionamiento.

Las baterías tradicionales de VLA y VLRA están diseñadas para un desempeño óptimo en las aplicaciones con gran capacidad de potencia o de gran cantidad de energía, pero no en los dos. O sea, una batería diseñada específicamente para aplicaciones de potencia puede suministrar cantidades razonables de energía (por ejemplo, para la operación de las luces de un coche), pero no está diseñada para suministrar grandes cantidades de energía (por ejemplo, el 80 % de profundidad de descarga) de manera habitual. En comparación, una batería de plomo - ácido carbón o una batería plomo - ácido avanzada diseñada específicamente para aplicaciones de energía puede suministrar grandes picos de potencia si se necesita, aunque no estén diseñadas para ello.

El reciclaje de las baterías de plomo - ácido es una parte importante de su ciclo de vida. Los riesgos medioambientales y para la salud asociados con el plomo requieren muchas regulaciones en cuanto al manejo y al reciclaje de estas baterías. Las baterías de plomo - ácido están entre los productos más reciclados en el mundo. Los fabricantes aceptan las baterías viejas para su reciclaje. Las baterías se descomponen en sus componentes. Las láminas de plomo se funden para purificar el plomo y usarlo en nuevas baterías. El electrolito ácido se neutraliza, se filtra para quitar el plomo disuelto y se expulsa al ambiente. Los otros componentes como el revestimiento de plástico o metal también se reciclan [83].

#### 2.1.1.3.3 Estado actual.

Un sistema de baterías de plomo - ácido con una potencia instalada de 1 MW/1.5 MWh fabricado por Exide se operó durante 12 años en Metlakatla. Las baterías exhibieron una pequeña degradación durante los análisis realizados y fueron sustituidas en 2008. Se han instalado otros sistemas con tamaños de 10 a 20 MW. Otro ejemplo es el sistema de baterías de Tappi Wind Park que usaba una generación anterior de la batería de plomo - ácido avanzada Hitachi. En 2009 Hitachi completó este proyecto con una batería de 10.4 MWh, diseñada para estabilizar un parque eólico de 15 MW en Goshowara, en el norte de Japón [83].

#### 2.1.1.3.4 Eficiencia.

Existen pérdidas de energía durante la carga cuando ocurre la reacción química entre los elementos, además de la sulfatación inversa. Al comienzo del ciclo de carga la eficiencia coulombica es casi el 100 %. Cerca del final del ciclo de carga la electrólisis del agua reduce esta eficiencia. Se puede mejorar esta reducción de la eficiencia disminuyendo los índices de carga. La eficiencia coulombica neta típica es del 90 %. La eficiencia aproximada de voltaje es  $(2V) / (2.3V) = 87 \%$ . La eficiencia de energía puede considerarse como  $(87\%)*(90\%) = 78 \%$ . Por lo general la eficiencia se estima en 75 %.

#### 2.1.1.4 Baterías de flujo de oxidación/reducción de vanadio (Vanadium Redox Flow Battery).

Las baterías de oxidación / reducción de vanadio pertenecen al grupo de baterías de flujo, en las cuales uno o los dos materiales activos se encuentran disueltos en el electrolito en todo momento. En este caso los iones de vanadio se mantienen en una solución acuosa ácida durante todo el proceso. Estas se desarrollaron en los 70 y han ganado importancia recientemente debido a su flexibilidad de uso [52 y 55].

La batería de flujo de oxidación / reducción de vanadio es una batería de flujo basada en reacciones de oxidación / reducción de diferentes formas iónicas del vanadio. Durante la carga de la batería, los iones  $V^{3+}$  se convierten en iones  $V^{2+}$  en el electrodo negativo atrayendo electrones. Mientras tanto, en el electrodo positivo, los iones  $V^{4+}$  se convierten en iones  $V^{5+}$  liberando electrones. Ambas reacciones consumen energía eléctrica del sistema y la almacenan químicamente. Durante la descarga, las reacciones se producen en sentido inverso, liberando la energía química almacenada y convirtiéndola en energía eléctrica.

Teniendo en cuenta su construcción, la mitad de las celdas se separan por una membrana de intercambio de protones que permiten el paso de la carga iónica para completar el circuito eléctrico. Los electrolitos negativos y positivos (a veces llamados el anolito y catolito, respectivamente) se componen de una mezcla de vanadio y ácido sulfúrico aproximadamente a la misma acidez que las que existe en las baterías de plomo - ácido. Los electrolitos se almacenan en tanques externos y se bombean a medida que se necesita en las celdas, la Figura 7 muestra el esquema de la celda.

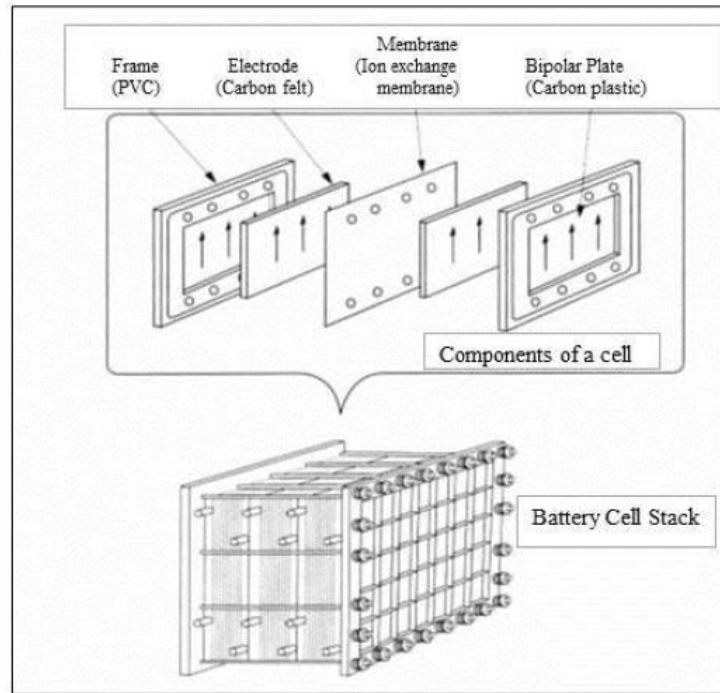


Figura 7. Construcción de un paquete de celdas de oxidación/reducción de vanadio.

Las celdas individuales tienen un voltaje nominal en circuito abierto de 1.4 V. Con el objetivo de lograr voltajes mayores estas se conectan en serie para producir paquetes de celdas. Estas baterías presentan una mejora considerable entre las otras baterías de flujo: ambos electrolitos son idénticos cuando están totalmente descargados. Esto hace que su transporte y almacenamiento sea simple y barato simplificando grandemente la gestión del electrolito durante la operación.

La auto descarga no es un problema para los sistemas de oxidación/reducción de vanadio, debido a que los electrolitos se almacenan en tanques diferentes. La autodescarga puede ocurrir en un paquete de celdas si se llena con electrolito cargado, resultando en la pérdida de energía y generación de calor en el grupo de celdas. Por esta razón los paquetes por lo general se sitúan por encima de los tanques, de forma tal que el electrolito se vacía de vuelta a los tanques cuando las bombas se apagan. A la batería le tomará un pequeño tiempo en estar operativa de nuevo. Alternativamente, las bombas pueden trabajar en estado de ralentí, lo que puede permitir que la carga del electrolito se realice en todo momento, a un precio ligeramente mayor que las pérdidas parásitas.

La vida de los sistemas de oxidación/reducción de vanadio está determinada por un número de componentes. El paquete de celdas es probablemente el componente que más limita la vida útil del conjunto, normalmente la vida de este se estima en aproximadamente 10 años; sin embargo, aún no se cuenta con datos de operación en campo para corroborar esta estimación. Los tanques, las tuberías, la estructura, la electrónica de potencia y el control, tienen una vida útil más larga. Los electrolitos y los materiales activos que estos contienen no se degradan con el tiempo.

Estos sistemas son capaces de pasar de una potencia entregada de cero a potencia nominal en pocos milisegundos, si las celdas están preparadas con reactivos. De hecho, el factor limitante para el comienzo de descarga de la batería por lo general son los equipos de comunicación y control. Para las descargas de corta duración como la que necesita la estabilidad de voltaje, el electrolito contenido en los tanques puede responder sin las bombas paradas. El paquete de celdas puede producir tres veces la potencia nominal de salida siempre y cuando el estado de carga esté entre el 50 % y 80 %.

Los sistemas de oxidación/reducción de vanadio suelen ser grandes debido a los grandes volúmenes de electrolito requerido cuando la batería se dimensiona para proyectos que requieren gran cantidad de MWh. Cuando se desinstala un sistema de oxidación/reducción de vanadio, las membranas de intercambio de ion sólido de las celdas pueden ser o muy ácidas o muy alcalinas y por consiguiente tóxicas. Estos deben tratarse de la misma forma que cualquier material corrosivo. Si es posible, el electrolito líquido se recicla y el vanadio se extrae del electrolito antes del subsecuente procesado del líquido. Actualmente existen investigaciones para

averiguar exactamente los factores de riesgos medioambientales del vanadio. La Figura 8 muestra el esquema de una batería de oxidación/reducción de vanadio [83].

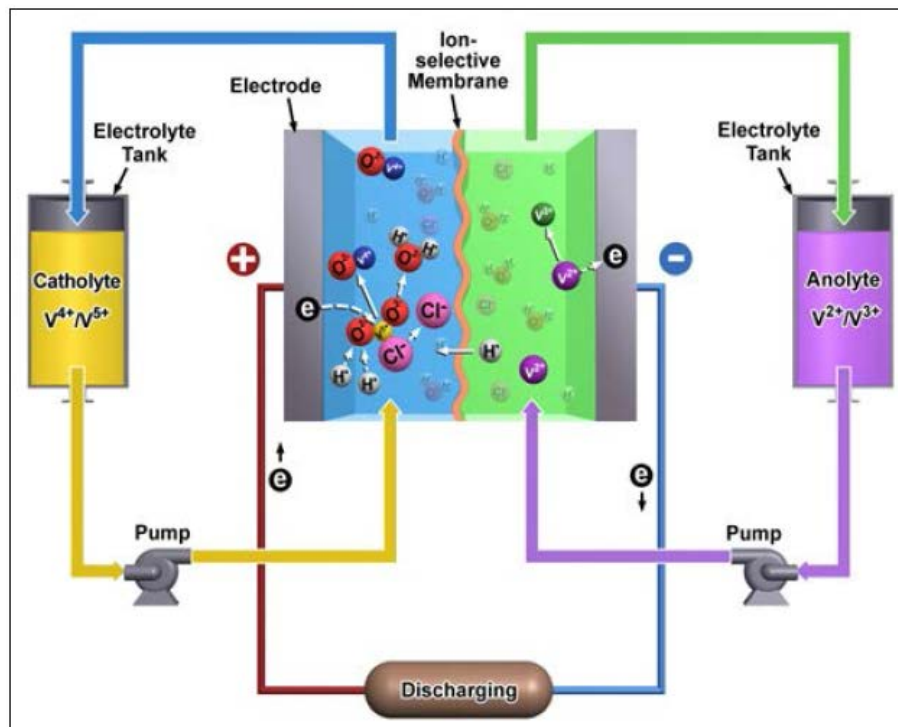


Figura 8. Esquema de una batería de oxidación / reducción de vanadio.

#### 2.1.1.4.1 Estado actual.

Estos sistemas van desde algunas unidades pequeñas de 5 kW instaladas en campos de pruebas hasta instalaciones mucho más grandes, hasta los 4 MW/6 MWh (sistema construido por Sumitomo Industries instalados en el parque eólico de 32 MW de Tomamae en el norte de Japón).

Aunque la mayoría de las baterías de oxidación / reducción de vanadio operan en un rango de temperaturas de 0°C-40°C, se han demostrado baterías con un rango más amplio -10°C a 50°C [69]. Ampliando el rango de temperaturas de funcionamiento se pudiera disminuir los costos asociados con los intercambiadores de calor, además de aumentar la vida útil del electrolito. Actualmente se están llevando a cabo investigaciones para reducir los costos de los módulos, mediante el desarrollo de módulos de alta eficiencia, menores costos de membranas, electrodos y placas bipolares. Por lo que respecta a la energía, se están desarrollando electrolitos de alta concentración para incrementar la densidad de energía. También se llevan a cabo mejoras del diseño que incluyen la minimización de las pérdidas asociadas con el bombeo y la corriente shunt.

#### 2.1.1.4.2 Eficiencia y vida útil.

La eficiencia de estos sistemas es por lo general función de la densidad de potencia y se puede controlar para que esté en el rango de 75-85 % variando el área donde se instalan los módulos para la potencia deseada. Esto proporciona una ventaja adicional, diseñando los módulos apropiadamente para aplicaciones de corta duración como el balance de demanda y regulación contra aplicaciones que conllevan gran cantidad de energía como el arbitraje (comprar energía cuando está barata y venderla cuando está cara) o load leveling (almacenar energía durante los períodos de baja carga del sistema y suministrarla durante los períodos de alta demanda).

La vida útil de estas baterías depende de la forma que se usen. En principio, la batería puede realizar más ciclos (en el orden de una magnitud) mientras que el voltaje de carga se mantenga por debajo del rango de evolución del gas [70, 71, 72 y 73]. A diferencia de muchas otras tecnologías de baterías, el ciclo de vida de estos sistemas no depende de la DOD. Los sistemas se evalúan para 10 000 ciclos, aunque algunos test desarrollados por Sumitomo Electric Industries, Ltd. produjo un sistema de baterías con un paquete de celdas de 20 kW para una prueba de ciclo que continuó funcionando más de 13 000 ciclos por alrededor de dos años. El sistema de almacenamiento de energía instalado en el parque eólico de Tomamoe con baterías de Sumitomo

Electric Industries ha experimentado más de 200 000 ciclos en 3 años, esto indica que la vida de estas baterías de flujo principalmente está limitada por el tiempo que dura la batería (calendar life) más que por la cantidad de ciclos de carga y descarga que experimenta (cycle life) [74].

#### 2.1.1.5 Capacitor electroquímico de dos capas (EDLC).

Los capacitores electroquímicos de dos capas (EDLC) poseen dos electrodos de carbón, un electrolito y un separador. En la Figura 9 se muestra el esquema simplificado de un EDLC típico.

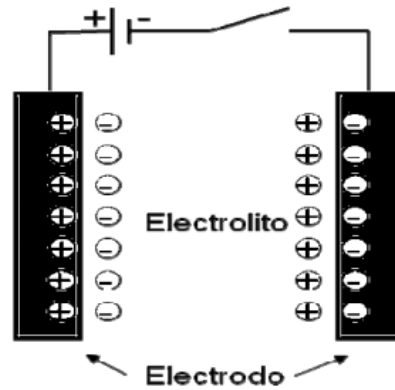


Figura 9. Esquema simplificado de un EDLC típico.

Como en los condensadores convencionales, el almacenamiento de la carga en los EDLC, se hace electrostáticamente. Por tanto, no hay transferencia de carga entre electrodo y electrolito. El principio de funcionamiento se basa en las propiedades capacitivas de la interface entre un conductor electrónico sólido y un conductor iónico líquido. Estas aproximaciones son de naturaleza puramente electrostática y no tienen en cuenta las interacciones químicas que puedan existir entre el electrodo y el electrolito. Por consiguiente, los iones mantendrán su carga eléctrica en la superficie del electrodo.

Cuando se aplica un voltaje eléctrico a los electrodos, los electrones se acumulan sobre el electrodo negativo, atrayendo a los cationes cargados positivamente, que se acumulan sobre su superficie, para mantener el equilibrio local de carga. De forma similar, la ausencia de electrones en el electrodo positivo atrae a los aniones cargados negativamente consiguiendo el equilibrio de carga en su superficie. Esta separación de carga electrónica e iónica da lugar a los llamados condensadores de doble capa. La ausencia de verdaderas reacciones químicas permite gran reversibilidad y un tiempo de vida de más de 100 000 ciclos.

El conjunto de los iones acumulados depende del potencial eléctrico. Un mayor potencial da lugar a una concentración de iones más alta en la superficie y viceversa. Además, con la presencia del potencial eléctrico se forman dos capas en el electrolito cerca de la superficie del electrodo; la capa interna (conocida como la capa de Helmholtz) y, la capa externa (o de difusión). Mientras la primera está compuesta de moléculas de solvente, no conductoras, la capa externa consta de iones disueltos, rodeados por moléculas de solvente, que son atraídos y se mantienen cerca del electrodo por medio de fuerzas electrostáticas. Una acumulación de cationes sobre un electrodo cargado negativamente se muestra en la Figura 10. La distancia  $d$  entre los iones y las partículas del electrodo, es análoga a la separación entre las placas de un condensador convencional, pudiendo llegar a ser del orden de unos pocos amstrongs.



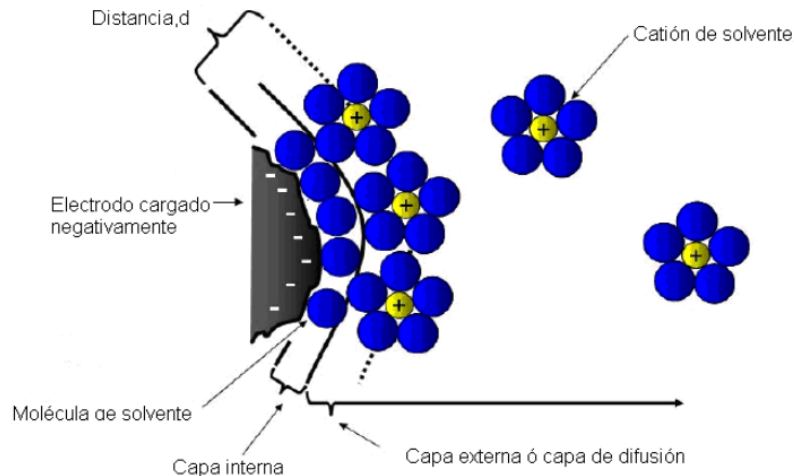


Figura 10. Acumulación de cationes simplificada sobre una partícula cargada negativamente.

Tanto durante la carga como durante la descarga el electrolito conduce con la ayuda de los iones disueltos, que se mantienen lejos de la superficie, permitiendo la conducción entre el electrodo positivo y negativo. La Figura 11 representa un esquema básico del funcionamiento, tanto durante la carga como durante la descarga, de los EDLC.

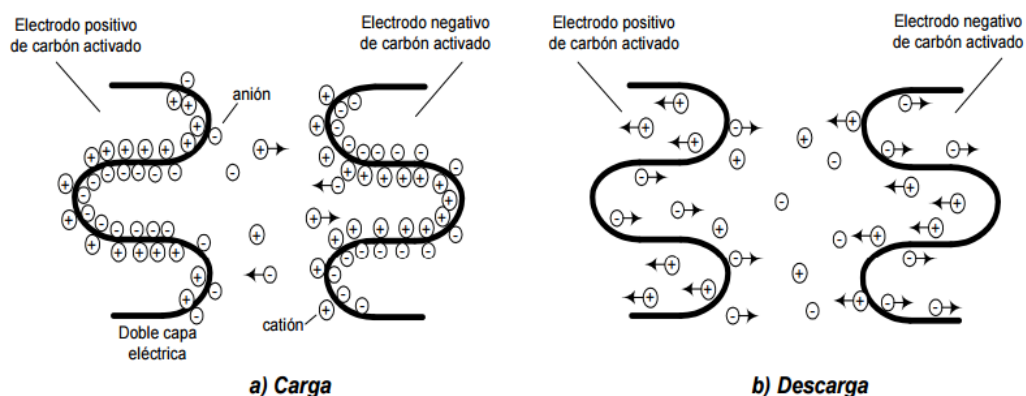


Figura 11. Funcionamiento de un EDLC durante la carga y la descarga.

La Figura 12 muestra un esquema de la estructura interna de un condensador de doble capa. El almacenamiento de energía, como se ha dicho, se efectúa por la distribución de los iones del electrolito en la superficie de cada electrodo, bajo la influencia electrostática de la tensión aplicada.

La función dieléctrica está asegurada por las moléculas del disolvente del electrolito. Las características de funcionamiento de un EDLC se pueden ajustar cambiando la naturaleza de su electrolito. Se utilizan electrolitos acuosos u orgánicos. Los electrolitos acuosos, tales como ácido sulfúrico ( $\text{H}_2\text{SO}_4$ ) e hidróxido de potasio (KOH), tienen una menor resistencia interna y menores requisitos con respecto al tamaño de los poros que los electrolitos orgánicos, como el acetonitrilo. Sin embargo, los electrolitos acuosos tienen voltajes de ruptura menores. Por tanto, para elegir entre un electrolito acuoso u orgánico, se deben considerar las ventajas y las desventajas entre la capacidad, la resistencia equivalente serie y el voltaje de ruptura.

Algunas investigaciones demuestran que la disponibilidad de poros en los electrodos es de vital importancia y juega un papel esencial en el almacenamiento de la carga junto con el tamaño y volumen de los poros. Los microporos ( $500 \text{ \AA}$ ) no son apropiados para los electrodos del supercondensador. Los microporos proporcionan un ritmo lento de difusión del electrolito mientras que, los macroporos son demasiado grandes para mantener los iones hidratados. Los mesoporos ( $20 \text{ \AA} - 500 \text{ \AA}$ ) son ideales para almacenar la carga [86].

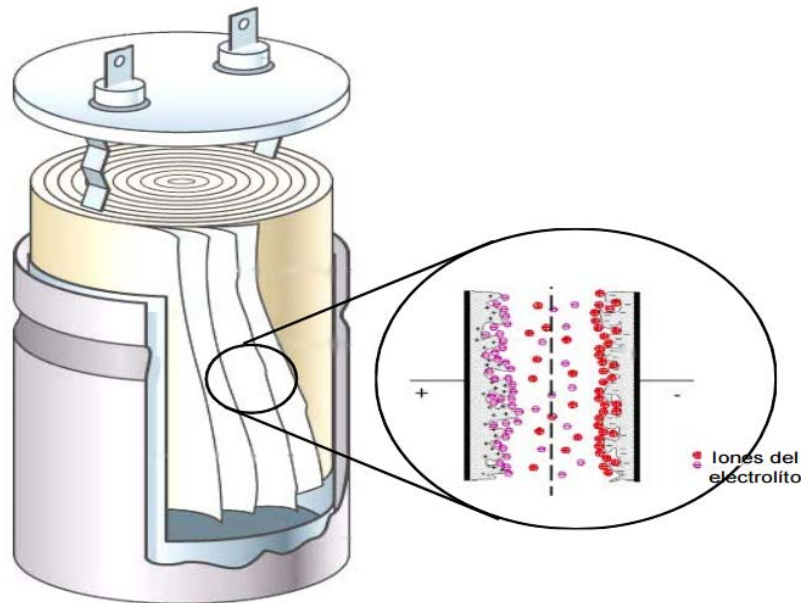


Figura 12. Estructura interna de un EDLC de doble capa.

#### 2.1.1.5.1 Eficiencia.

La eficiencia coulombica de los EDLC está cercana al 100 %, aunque si no se evalúa la eficiencia de energía estos resultados se sobreestimarían. Para los sistemas de almacenamiento que incluyen carga faradaica la eficiencia es inferior al 80 % o incluso menor del 50 %. En vez de considerar la eficiencia coulombica de 90 – 95 %. En [91] se realiza un estudio detallado de la eficiencia de estos sistemas.

### 2.1.2 Electromecánicas.

#### 2.1.2.1 Almacenamiento de energía de aire comprimido (CAES).

Los sistemas de almacenamiento de energía de aire comprimido usan electricidad para comprimir aire usando un compresor accionado por un motor eléctrico y lo almacenan en cavernas bajo tierra o en recipientes o tubos sobre tierra [41; 42]. El almacenamiento bajo tierra abarca varias formaciones geológicas como pueden ser cavernas de sal, antiguas minas, pozos de petróleo y gas y acuíferos agotados, estos son adecuados para almacenamientos de cientos de MW para varias horas [43]. La generación de electricidad se logra mediante la expansión del aire comprimido a través de uno o más bloques de turbina-generador. Los CAES convencionales o diabáticos queman gas natural en una turbina de combustión para generar electricidad. Los gases de escape de la turbina de combustión se usan para precalentar el aire comprimido, el cual se expande a través de la turbina con etapas de alta y baja presión [44]. En otro sistema, el aire comprimido se calienta con gas natural. Hay variaciones en el concepto de CAES que incluyen almacenamiento de energía térmica, operación en modo adiabático o isotérmico con la eliminación de la turbina de combustión, o usar un acople directo del compresor con aerogeneradores para evitar la conversión de energía mecánica en electricidad en las turbinas [45]. La Figura 13 muestra el esquema de una planta CAES con almacenamiento subterráneo en una caverna dentro de una mina de sal.

Los sistemas de almacenamiento CAES subterráneos son más rentables, tienen capacidades de almacenamiento por encima de 400 MW y tiempos de descarga de ocho a 26 horas. La ubicación de este tipo de plantas conlleva encontrar y verificar la integridad del almacenamiento de aire en una formación geológica adecuada para un CAES en el territorio donde operará la planta [83].

Una de las limitaciones de estos sistemas es la necesidad de esperar algunos minutos antes de cambiar de dirección de carga a descarga o viceversa. Se han obtenido rampas del 15-40 % de potencia nominal por minuto [9]. Los componentes de potencia y energía para los CAES se deben evaluar por separado. Estos sistemas tienen un tiempo de puesta en marcha menor de 5 minutos durante la compresión a plena carga, mientras que el tiempo de puesta en marcha en el modo de generación es menor de 10 minutos. Esto afecta el dimensionado de elementos del sistema de almacenamiento, como la batería u otra fuente necesaria durante el

período de cambio entre los modos de funcionamiento. Adicionalmente, si el CAES se usa como carga en las noches y como generador por el día, tiene que sobredimensionarse para tener en cuenta los períodos continuos de compresión y generación.

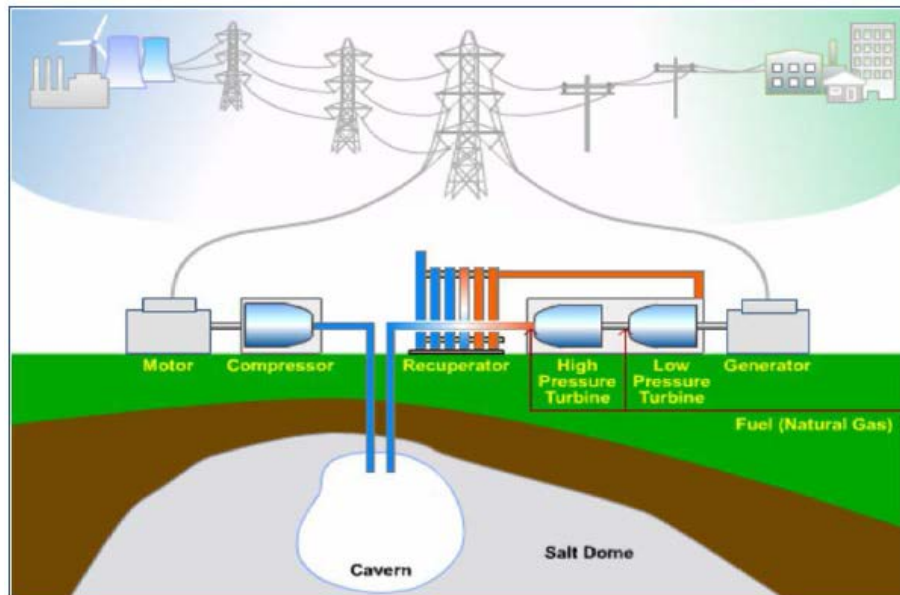


Figura 13. Esquema de una planta de almacenamiento de energía de aire comprimido con almacenamiento subterráneo.

#### 2.1.2.1.1 Estado actual.

Existen en la actualidad dos plantas CAES operativas en el mundo, una planta de 300 MW/3 h en Huntorf, Alemania, operativa desde 1978 y una de 110 MW/26 h ubicada en McIntosh, Alabama operativa desde 1991. La planta de Huntorf, diseñada por ABB, tiene una potencia nominal de 290 MW durante 3 horas [46] con una eficiencia global del 42 % y un consumo específico de 5870 kJ/kWh valor calorífico inferior (LHV). La planta de McIntosh, recupera los gases de escape de la turbina, esto mejora su eficiencia hasta un 53 %, con un consumo específico de 4330 kJ/kWh LHV [46]. Otros proyectos propuestos incluyen la mina de cal en Norton Ohio (800 MW) y otras plantas CAES construidas por Ridge Energy Storage & Grid Services L.P. en Texas, como se describe en [46]. Estas plantas se denominan de primera generación, con aire comprimido calentado por cámaras de combustión de alta y baja presión, el aire calentado se expande de la parte de alta a baja presión en la turbina. En las plantas CAES de segunda generación desarrolladas por ESPC, 1/3 de la potencia nominal se genera con una turbina de combustión que calienta aire a presión atmosférica. Los gases del escape de la turbina se usan para calentar el aire comprimido almacenado, que pasa a través de una turbina para generar electricidad. Las secciones de compresión y expansión están separadas, con el objetivo de mejorar la fiabilidad a expensas de un mayor costo [47].

#### 2.1.2.1.2 Eficiencia y vida útil.

Se han citado un amplio rango de valores de eficiencia de ciclo completo para los sistemas CAES usando diferentes definiciones (48-90 %). La eficiencia se encuentra en el rango de 77-89 % si se define como la razón de la electricidad generada con la suma de electricidad que consume el compresor y la electricidad que pudiera ser generada por la CT de gas natural; mientras que es aproximadamente 66 % si se tiene en cuenta la relación de la electricidad generada ajustada sustrayendo la electricidad que pudiera generar la turbina de combustión de gas natural con la electricidad consumida por el compresor [46]. Se pueden alcanzar eficiencias del orden del 70 % para los CAES adiabáticos/isotérmicos [44] pero esta tecnología no está suficientemente madura aún [9]. La eficiencia global para un sistema CAES diabático es de alrededor 0.5, aunque se espera que se puedan obtener eficiencias de hasta 0.7 con sistemas CAES adiabáticos/isotérmicos [44].

La vida útil, aunque no se conoce exactamente, se espera que sea >10 000 ciclos basada en una vida útil de 20-30 años para las plantas de Huntorf y McIntosh y de más de 5000 ciclos de arranques combinados para generación y compresión en la planta de McIntosh [58].

### 2.1.2.2 Volantes de inercia.

Los volantes de inercia consisten en rotores hechos de acero o compuestos de carbón. Estos almacenan energía en forma de energía cinética, que es proporcional a la masa del rotor y su velocidad angular. El bloque motor/generador se acopla al mismo eje del volante el cual rota al vacío para minimizar las pérdidas. Los rotores se sujetan mediante soportes pasivos o electromagnéticos, con soportes magnéticos se usan superconductores de alta temperatura, los cuales requieren enfriamiento criogénico para lograr un mayor rendimiento [59]. Aunque actualmente se usan rotores hechos de compuestos de fibra de grafito, se espera que los de nanotubos de carbón aumenten la densidad de energía del volante en el orden de una magnitud sobre los de fibra de carbón [60]. Un sistema de volante de inercia transfiere la energía cinética al sistema eléctrico a través del uso de controles y sistemas de conversión de potencia.

Los sistemas de volantes de inercia más modernos tienen varios tipos de contenedores por motivo de seguridad y mejoras en su desempeño. Este contenedor por lo general es un recipiente grueso de acero, cubriendo el rotor, motor – generador y otros componentes rotacionales del volante. Si el eje se rompe mientras gira, el recipiente que lo contiene puede parar o frenar las partes y fragmentos, previniendo un posible daño a alguna persona cerca de él y dañar los equipos que lo rodean. Los sistemas de contención se usan también para mejorar el funcionamiento del volante de inercia. El recipiente contenedor a menudo se encuentra al vacío o se llena con un gas de baja fricción como el helio, para reducir los efectos de la fricción en el rotor. La Figura 14 muestra el esquema de un volante de inercia.

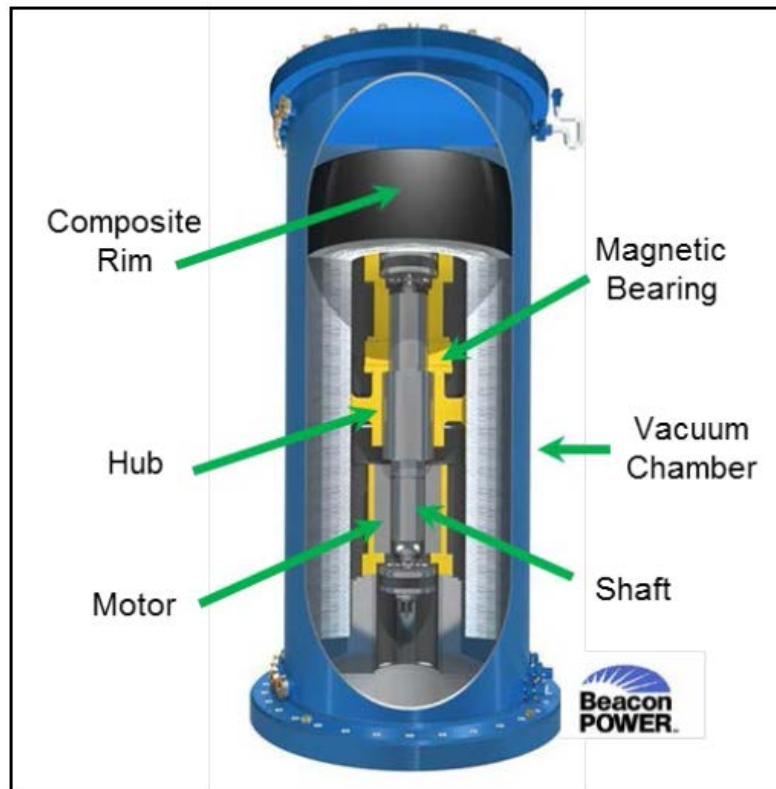


Figura 14. Esquema de un volante de inercia.

La eficiencia de ciclo completo y las pérdidas de potencia en standby son un factor determinante en el diseño de los volantes de inercia diseñados para energía, porque las pérdidas representan una degradación en el producto primario que entrega el sistema de almacenamiento al sistema eléctrico, que es la energía. Sin embargo, estas son irrelevantes en el diseño de los volantes diseñados para potencia, aunque las pérdidas en standby son un factor importante en el costo operacional en comparación con otras tecnologías que tienen muchas menos pérdidas en standby. Por estas razones, los volantes diseñados para energía por lo general requieren tecnologías más avanzadas que los volantes diseñados para potencia. Los volantes diseñados para energía por lo general tienen materiales compuestos en el rotor, además se encuentran cerrados en sistemas al vacío con cojinetes magnéticos.

En la actualidad, los sistemas de volantes de inercia son capaces de entregar energía durante poco tiempo, por

lo tanto, no son atractivos para servicios de soporte a la red a gran escala que requieran muchos kWh o MWh de almacenamiento. Los volantes se cargan consumiendo energía de la red para aumentar su velocidad rotacional y se descargan, generando electricidad a la red disminuyendo su velocidad de rotación. Tienen una capacidad de respuesta muy rápida de cuatro milisegundos o menos. Los dispositivos de conversión de potencia bidireccionales facilitan estas acciones en ambos sentidos. Uno de los problemas de los volantes es que el rotor se somete a efectos de fatiga que aparecen debido al estrés aplicado durante la carga y descarga. La falla más común en el rotor es la propagación de grietas después de un período de tiempo en funcionamiento.

Al contrario de muchos otros sistemas de almacenamiento de energía los volantes de inercia tienen un pequeño impacto medioambiental, tanto en operación normal como cuando están en estado de fallo. Ni los sistemas de volantes de baja velocidad ni los de alta velocidad usan materiales peligrosos y las máquinas no producen emisiones.

Aunque los volantes tienen densidades de potencia de 5 a 10 veces la de las baterías – esto significa que requieren mucho menos espacio para almacenar una cantidad de energía comparable – existen limitaciones prácticas a la cantidad de energía (kWh) que pueden almacenar. El tamaño de una planta de almacenamiento de energía de volantes de inercia se puede aumentar adicionando módulos de volantes. Las aplicaciones típicas que tienen los sistemas de volantes son la mejora de la calidad de la energía y usos como UPS, como se ve en los productos comerciales. Se están llevando a cabo investigaciones para desarrollar estos sistemas con el objetivo de aumentar su capacidad de almacenamiento.

Debido a que los volantes son sistemas eficientes y con rápida capacidad de respuesta, en la actualidad están siendo instalados por Independent System Operators (ISO) para proporcionar servicios de regulación de frecuencia. Los volantes de inercia ofrecen diferentes beneficios al sistema, entre los que se incluyen evitar la variación de la potencia de las grandes plantas de generación a base de combustibles fósiles y de esta forma permiten bajar las emisiones de CO<sub>2</sub>.

También se proponen un número de aplicaciones en las que se podrían usar volantes de inercia como medio de almacenamiento de energía. Estas incluyen el control de la corriente de inrush de los transformadores, regulación del voltaje, aumentar la estabilidad en subestaciones de trenes ligeros, tranvías y mejorar la estabilidad de la generación en los parques eólicos. La mayoría de los productos comerciales en la actualidad tanto por compañías americanas como internacionales se centran en aplicaciones de calidad de la energía. Otra aplicación de alto valor en la calidad de energía (PQ) es alimentar un sistema por un pequeño período de tiempo ante una perturbación o servir como puente de una fuente de energía a otra.

En resumen, las aplicaciones propuestas para los sistemas de almacenamiento de energía de volantes de inercia son las siguientes:

- Calidad de energía y regulación.
- UPS.
- Servicios de regulación de frecuencia en la red [83].

#### 2.1.2.2.1 Estado actual.

Aproximadamente la mitad de los fabricantes usan rotores de acero, que son apropiados para aplicaciones de baja calidad de la energía generada [12]. Beacon Power ha desarrollado volantes capaces de proveer 25 kWh a 100 kW de potencia y actualmente están desarrollando módulos de 100 kW/100 kWh. Estos sistemas de volantes modulares han sido desarrollados para entregar 20 MW de potencia y 5 MWh de energía, con el objetivo de ensamblar sistemas con capacidades de 100 MWh. En términos de pérdidas, basadas en pruebas realizadas a módulos de 100 kW en redes de operadores independientes en California y Nueva York (CAISO y NYISO, respectivamente), las pérdidas totales fueron de 7.09 por ciento por año, con un 7 % correspondiente a pérdidas de eficiencia y 0.09 a pérdidas en standby. Para estos módulos de 100 kW/25 kWh, se puede usar toda la energía, porque la capacidad de almacenamiento por diseño está sobredimensionada a 40 kWh. El volante usa un motor de alta velocidad de imanes permanentes. Para este módulo la eficiencia de ciclo completo fue del 25 %, con 13 % de estas atribuidas al PCS. Los sistemas de 40 kWh funcionando a 25 kW de potencia pico y 4 kW de potencia continua, diseñados por Tribology Systems Inc., tienen cojinetes de cerámica, con un estimado de pérdida de energía menor del 0.03 por ciento por hora, permitiéndole al volante trabajar sin ser alimentado más de 4 meses [60]. Amber Kinetics probó en 2013, en la red CAISO, un sistema

en su fase uno con una etapa inicial de 20 kW, 5 kWh con el objetivo de probar un prototipo a escala comercial de 500 kW/125 kWh en una fase posterior, y un sistema de demostración conectado a red a niveles de MWh [61]. Active Power ha desplegado más de 2000 volantes para UPS con generadores diesel para suministrar la potencia pico durante 15 segundos y el 50 % de la potencia durante 30 segundos [62]. Aunque se ha señalado que el costo por kW es de \$330/kW, este bajo costo podría ser debido a la pequeña duración para las que los sistemas han sido diseñados. Hasta ahora, Active Power no participa en el mercado de regulación. VYCON Energy ha desarrollado volantes de 300 kW, 1.1 kWh orientados al mercado de las UPS. Actualmente existen otras ramas de mercado como pueden ser capturar la potencia regenerativa de las grúas, trenes eléctricos y autobuses. El mercado de las UPS tiene bajo requerimientos de los ciclos de funcionamiento, mientras que, en las grúas, los ciclos son cada 2 minutos por 8 horas. Estos sistemas tienen unas pérdidas en standby de 2 kW y la eficiencia durante operación continua se estima que sea de alrededor de 97 % [9].

#### 2.1.2.2 Eficiencia y vida útil.

Se espera que los volantes duren 25 años, con una vida de 125 000 ciclos al 100 % de DOD [9 y 61]. Aunque el DOD normalmente determina la vida útil de las baterías, para los volantes de inercia, el desgaste por lo general depende de la velocidad de rotación de los rotores. Por lo tanto, el número de cargas al 100 % del estado de carga (SOC) se espera que sea más degradante que un número similares de cargas al 50 % de SOC. Por ejemplo, la vida útil al 25 % de DOD se estima que es 450 000 ciclos por Beacon Power. La eficiencia para los volantes de Beacon es del 98 %, con un 13 % adicional de pérdidas de los PCS. Los volantes de Tribology Systems Inc. (TSI) tienen una eficiencia del 95 % - 97 % debido a las bajas pérdidas asociadas con los rodamientos de cerámica. La eficiencia de ciclo completo de los volantes de Velkess del orden de los kW [68] y los sistemas de Amber Kinetics [61] es del 85 % mientras que la eficiencia para los sistemas del orden de MW se estima entre el 90-95 % [9]. Los índices de rampas para los volantes de Velkess es el doble de la potencia nominal. La mayoría de los volantes están sobredimensionados debido a que operar al 100 % del DOD no es práctico por la baja eficiencia a bajas velocidades. Una característica única de los sistemas TSI es que no tienen la necesidad de sobredimensionarse, ya que el volante se puede descargar hasta bajas velocidades sin pérdida de eficiencia [9].

#### 2.1.3 Hidroeléctricas de bombeo.

El almacenamiento de energía mediante hidroeléctricas de bombeo es la tecnología más usada, más madura y más viable comercialmente en muchos lugares de Estados Unidos y el mundo. Estas emplean la electricidad fuera de los horarios de pico para bombear agua de un embalse a otro con una elevación mayor. Cuando se necesita electricidad, el agua del embalse superior se libera hacia el embalse inferior turbinándose a través de una hidroeléctrica para generar electricidad. Estas centrales pueden ser de dos tipos: de ciclo cerrado, en las cuales no hay aportación externa de agua y en ciclo abierto, que pueden generar electricidad, incluso sin bombear agua al embalse superior ya que tienen aportación externa de agua.

La Figura 15 muestra una vista en corte de una planta típica de hidroeléctrica de bombeo. Esta tecnología de almacenamiento tiene la mayor capacidad de todas las tecnologías de almacenamiento evaluadas en el presente trabajo, debido a que su tamaño solo está limitado por los tamaños de los embalses inferior y superior.

La primera planta construida en Estados Unidos se construyó a finales de la década del 1920 y la última fue contratada en los 80, cuando los intereses medioambientales sobre el agua y el uso de la tierra limitaron severamente la posibilidad de construir capacidad adicional en hidroeléctricas de bombeo. A pesar de ello, existe un interés creciente en re-examinar las oportunidades de instalación de hidroeléctricas de bombeo teniendo en cuenta las grandes cantidades de generación eólica y plantas nucleares que se podrían instalar en las décadas venideras.



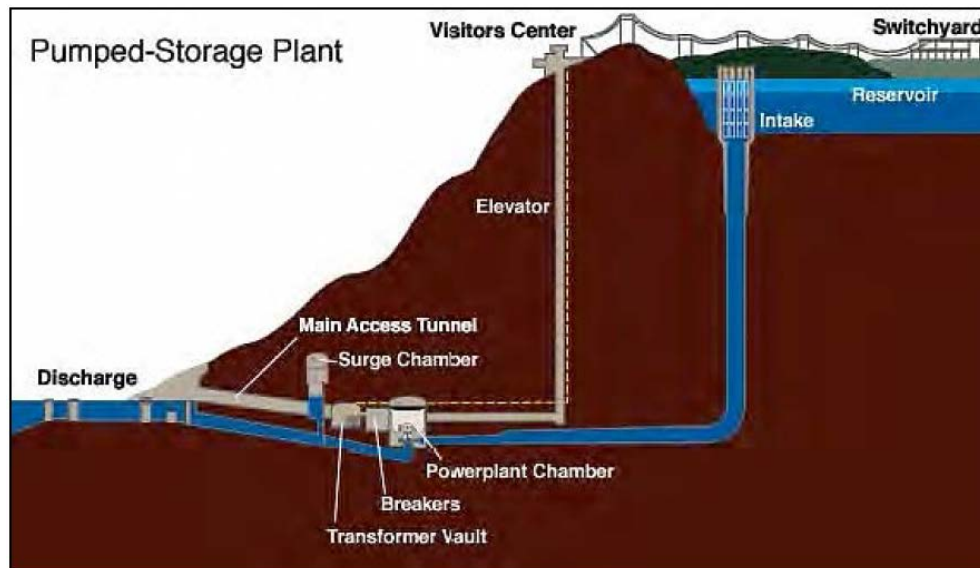


Figura 15. Vista en corte de una planta hidroeléctrica de bombeo típica.

### 2.1.3.1 Parámetros de funcionamiento.

La tecnología de hidroeléctrica reversible se ha usado para varias aplicaciones. Una de sus limitaciones principales es la necesidad de esperar antes de revertir la dirección de carga a descarga. Este período de espera puede ser de varios minutos cada vez que la central cambia de modo de operación. Esto es necesario debido a la gran inercia que posee la turbina y la dinámica del agua en y sobre la turbina. Para alcanzar los requerimientos de balance se han investigado dos opciones de diseño. La primera opción emula la operación de un sistema de baterías que permite cambios rápidos entre los modos de carga y descarga de acuerdo con los requerimientos del balance. Avances en el diseño de la turbina / bomba tienen en cuenta frecuentes cambios de modo de operación entre bombeo (carga) y generación (descarga). Sin embargo, debido a las grandes inercias hidrodinámicas y mecánicas existentes en la turbina, se requiere una espera de tiempo de larga duración entre los modos de carga y descarga. Esta demora se puede asumir que es de 4 minutos para cambiar los modos de operación en ambas direcciones (bombeo a generación y vice versa).

Para alcanzar los requerimientos de balance de la red, el estimado de retraso de 4 minutos es un gran problema de diseño, creando la necesidad de una fuente de back-up de gran tamaño. Durante la demora del ciclo, la planta PH está temporalmente inhabilitada para intercambiar energía con la red. Por lo tanto, debe instalarse una fuente adicional de energía para que funcione como back-up de la planta. En el estudio desarrollado en [9] se tiene en cuenta un sistema de baterías de Na-S con este fin.

Un modo de operación alternativo y que se usa muy comúnmente en estas plantas es la operación planificada en dos modos, por medio del cual la máquina se opera en el modo de bombeo en las horas de valle y en el modo de generación en las horas de pico. Mediante la operación en ambos modos, la planta se puede usar para el servicio de balance con el objetivo de balancear los desvíos momentáneos entre la generación y la demanda. Sin embargo, el tamaño de la bomba / generador debe sobredimensionarse comparado con el modo “múltiple cambio de modos”, porque los requerimientos de balance se deben alcanzar en ambos modos de operación bombeo y generación independientemente. Esto requiere una dimensión de la bomba / generador que cubra todo el rango de oscilación desde incremento completo a decremento completo. Una batería pequeña de Na-S se puede instalar como fuente de back-up para alcanzar los requisitos de balance del sistema durante el cambio en la operación a dos modos [9].

Un vez que está en funcionamiento el tiempo de respuesta para los sistemas PH es rápido, alcanzando altos índices de rampa de 3000 MW/min, lo que representa un 3 % de su capacidad por segundo [31]. Las bombas/turbinas de velocidad variable permiten un mejor control de las rampas, pero tienen un mayor costo.

La Figura 16 muestra los tiempos típicos de arranque y parada de un sistema PH. Al sistema le toma alrededor de 12 segundos pasar de estar rodando en vacío al estado de generación, mientras que el tiempo correspondiente para la transición a bombeo es 30 segundos. El tiempo promedio de apagado a generación es de 90 segundos, mientras que apagar el sistema del estado de bombeo tarda alrededor de seis minutos [9].

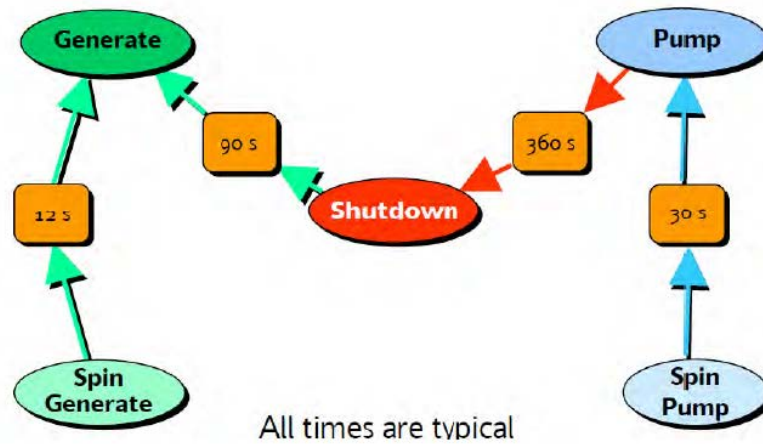


Figura 16. Duración típica de transición entre varios modos de operación del sistema PH de Dinorwig [37].

### 2.1.3.2 Eficiencia y vida útil.

Los proyectos se pueden dimensionar por encima de 4 000 MW y operar a eficiencias que rondan los 76 % - 85 %, dependiendo del diseño. Como regla general, un embalse de un kilómetro de diámetro, 25 metros de profundidad y teniendo una caída de 200 metros como promedio tendría suficiente agua para generar 10 000 MWh. La vida útil de estos sistemas se estima que es alrededor de 50 años [11].

### 2.1.4 Almacenamiento de energía eléctrica mediante hidrógeno [87].

El método más económico de producción de hidrógeno a gran escala es el reformado de gas natural, pero si se tiene en consideración la captura del CO<sub>2</sub> generado, es más eficiente su generación empleando energías renovables mediante electrólisis. En la actualidad se está produciendo un incipiente desarrollo del estudio de este tipo de sistemas.

El concepto de generar H<sub>2</sub> a partir de energía eólica nació en 1923, cuando John B.S., Haldane propuso la producción de H<sub>2</sub> y O<sub>2</sub> a partir de agua empleando este tipo de energía.

Ya en los años 30, Hermann Honnef introdujo la utilización de generadores eólicos de elevada potencia para generar H<sub>2</sub>. A partir de la década de los 60 se comienza a estudiar la electrólisis empleando energía solar y se extienden los estudios de generación de H<sub>2</sub> a partir de energía eólica.

La producción de hidrógeno mediante electrólisis empleando energía eólica presenta numerosas ventajas desde dos puntos de vista diferentes:

- Como apoyo en la integración de la energía eólica a la red:
  - Posibilita una operación flexible, que permite consumir energía en momentos de precios bajos en el mercado eléctrico.
  - En redes de distribución débiles, si se emplea el H<sub>2</sub> como vector de gestión energética de la energía eólica producida, se disminuye la necesidad de reforzamiento de la red. Este planteamiento es muy útil en emplazamientos con un gran potencial eólico, pero donde la implantación de más potencia eólica está limitada porque las redes de distribución son débiles.
  - El factor de capacidad de la red se aumenta, ya que se suavizan los picos de producción eólica. En momentos de exceso de producción esta energía puede consumirse en el electrolizador.
- Producción directa de hidrógeno. Existen distintas aplicaciones del hidrógeno generado mediante electrólisis empleando energías renovables (si se desarrolla la economía del hidrógeno):



- Aplicaciones portátiles, pequeños dispositivos electrónicos, sistemas de back up, UPS, en aplicaciones de telecomunicaciones, etc.
- Aplicaciones estacionarias en sistemas residenciales, generación distribuida y smart grids, almacenamiento energético, etc.
- Sector transporte como combustible.

El hidrógeno producido empleando energías renovables puede generarse con un objetivo distinto al de su reconversión en electricidad para la gestión energética de un parque. Es muy interesante la producción de hidrógeno como carburante en un emplazamiento cercano al de su consumo empleando fuentes renovables.

La generación y almacenamiento de hidrógeno se pueden realizar en zonas con gran recurso eólico, pero sin infraestructura eléctrica. En este caso el recurso eólico se emplearía exclusivamente para generar hidrógeno, lo que requeriría diseños tecnológicos específicos que permitan la conexión directa de los aerogeneradores al electrolizador. Además, el electrolizador tiene que trabajar con potencias de entrada fluctuantes sufriendo la mínima degradación posible. El hidrógeno producido tiene que transportarse comprimido o licuado hasta los centros de consumo. Esta idea se ha considerado como alternativa a la instalación de nuevas líneas HVDC (High Voltage Direct Current) para transportar 4 000 MW de nuevas plantas eólicas desde North Dakota a Chicago [88]. En otros estudios se ha considerado el H<sub>2</sub> como vector de transporte energético evitando la construcción de infraestructuras eléctricas en parque eólicos marítimos (off-shore) [89, 90].

### 2.1.5 Almacenamiento térmico.

El presente epígrafe no pretende dar una explicación detallada de los sistemas de almacenamiento térmicos, debido a la gran cantidad de tipos que existen y a la amplitud del tema en cuestión. Solo pretende explicar a grandes rasgos lo que significa el almacenamiento térmico.

Es necesario destacar que dentro de la clasificación de almacenamiento térmico están varios tipos, entre los que se encuentran: almacenamiento térmico a base de agua fría, de hielo, de calor y de sales fundidas.

El almacenamiento de energía térmica sigue la primera ley de la termodinámica, que también es conocida como principio de conservación de la energía. Según esa ley se puede cambiar la energía interna de un sistema si se realiza trabajo sobre él o bien si este sistema intercambia calor con otro.

$$dU = dQ + dW \quad (1)$$

Los cambios de la energía interna del medio del almacenamiento se pueden reflejar en:

- Un cambio de su temperatura.
- Un cambio de fase.
- Una reacción físico – química.

En cualquier caso, es importante para su funcionamiento como sistema de almacenaje, que los procesos sean reversibles, es decir, que el hecho de introducir y extraer calor pueda repetirse un gran número de veces.

#### 2.1.5.1 Almacenamiento de calor.

El calor sensible cambia la temperatura de un cuerpo. Subir la temperatura de un medio de almacenamiento es equivalente a deponer calor sensible en él. En el proceso inverso se recupera calor almacenado bajando la temperatura del almacén. Los límites de este ciclo son las temperaturas de cambio de fase (sólido – líquido – gaseoso), ya que es propio de los acumuladores de calor sensible que la fase del medio de almacenamiento no se cambie en ningún momento durante el funcionamiento habitual del sistema.

Analizando el calor latente, si se extiende la curva calor / temperatura hacia temperaturas más altas se llega al punto de ebullición, que marca el principio de la evaporación. Este cambio de fase, de líquido a gaseoso, requiere una cantidad de energía específica muy superior a la necesaria para subir la temperatura del líquido. Este calor necesario para la evaporación se llama calor latente, porque no está asociado con un cambio de temperatura. Durante el proceso entero de evaporación la temperatura mantiene el mismo valor. La Figura 17 muestra una curva de temperatura vs calor en la cual se puede entender el proceso.

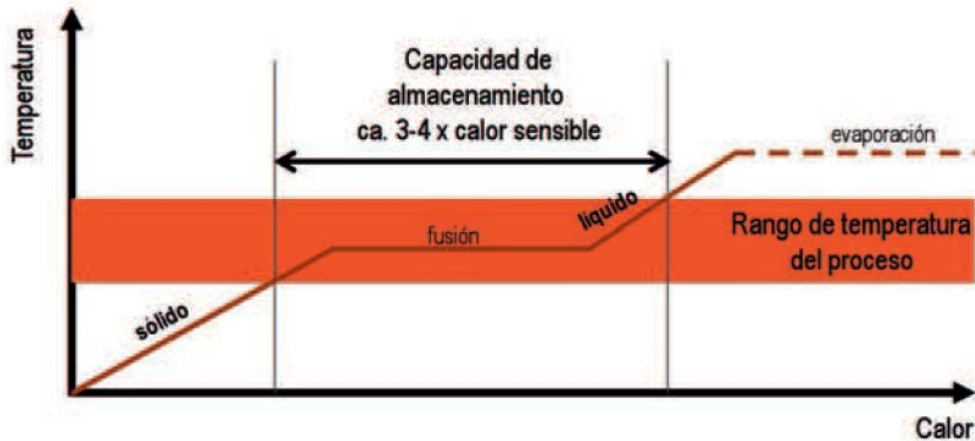


Figura 17. Curva temperatura vs calor.

Si se invierte el proceso y se condensa el vapor, el calor latente de la evaporación se libera en forma de calor de condensación. Este efecto multiplicador es lo que hace que las quemaduras en la piel por vapor sean tan peligrosas. La extensión de la curva hacia temperaturas inferiores nos lleva al punto de congelación siendo el punto de cambio de fase líquido – sólido. Este cambio de fase también está asociado con un efecto calorífico.

La temperatura de almacenamiento depende de la fuente de la energía térmica a almacenar y el uso previsto después. La Tabla 4 muestra diferentes tipos de almacenamientos subterráneos de energía térmica (ASET) clasificados según la temperatura de almacenamiento con posibles fuentes de energía térmica y posibles usos de energía térmica almacenada [87].

Tipo de ASET.	Posible fuente de la energía térmica.	Posible uso de la energía térmica almacenada.
Almacenamiento de frío (< 12 °C).	Frío invernal.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Refrigeración (directa y/o con bomba de calor) para la climatización de edificios.</li> <li>• Refrigeración de procesos industriales o invernaderos.</li> </ul>
Almacenamiento de frío y calor a baja temperatura (15 – 25 °C).	Frío invernal y calor del verano.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Climatización de edificios o invernaderos: <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Refrigeración directa y/o con bomba de calor.</li> <li>○ Calefacción con bomba de calor.</li> </ul> </li> </ul>
Almacenamiento de calor a temperatura media (25 – 40 °C).	Energías renovables: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Solar térmica.</li> <li>• Geotérmica de alta entalpía (geotermia profunda).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Calefacción de espacios con bomba de calor (climatización).</li> <li>• Calefacción de invernaderos / piscifactorías en modo directo y/o con apoyo de una bomba de calor.</li> <li>• Secados de productos agrícolas (cereales,</li> </ul>

		hierba (heno), etc. y madera).
Almacenamiento de calor a alta temperatura (40 – 90 °C).	Calor residual: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Cogeneración.</li> <li>• Central eléctrica.</li> <li>• Proceso industrial.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Calefacción de espacios en modo directo (climatización).</li> <li>• Calefacción de invernaderos / piscifactorías en modo directo.</li> <li>• Secado de productos agrícolas y madera.</li> </ul>

Tabla 4. Tipos de almacenamiento subterráneo de energía térmica [87].

Una variante de almacenamiento térmico de calor es mediante el uso de sales fundidas. Este método de almacenamiento se usa en las centrales termosolares. El principio básico de este consiste en convertir la energía primaria del sol en energía eléctrica, mediante un campo solar, un sistema de almacenamiento de energía térmica en sales fundidas y un ciclo de vapor para generar electricidad.

Durante las horas de alta insolación (radiación mayor de 400 W/m<sup>2</sup>) se aprovecha el exceso de irradiación solar para cargar el sistema de almacenamiento térmico, a la vez que se genera electricidad. Una parte del calor generado en el campo solar se almacena en un acumulador con sal líquida. Durante el día una mezcla de sales de nitrato de potasio y nitrato de sodio se calienta con la radiación del sol, las mismas que durante la noche o en días nublados, suministra el calor necesario para el funcionamiento de la central.

La mezcla de sales líquidas, absorbe calor adicional. El principio de funcionamiento de estos almacenamientos es similar al de un termo, lo que permite mantener el calor durante varias semanas. El calor almacenado puede accionar la turbina de la central eléctrica durante las horas que dure el almacenamiento.

### 2.1.6 Respuesta de la demanda.

La respuesta de la demanda es un recurso que no ha sido suficientemente explotado y que puede usarse para brindar el servicio de balance de demanda. Similar a un generador que proporciona servicio de balance, también un consumidor, operando arriba o debajo de un punto nominal de operación puede crear una reserva que permite el balance de demanda. De hecho, PJM, permite que grandes consumidores participen en los mercados de regulación de esta forma. Los pequeños consumidores como los residenciales y los comerciales también pueden prestar este servicio a la red. El reto es: cómo organizar un gran número de pequeños equipos que operen de una forma coordinada para que puedan prestar el servicio de balance de una forma fiable a gran escala. Las tecnologías de comunicación y estrategias de control de redes inteligentes pueden representar un avance en la accesibilidad y así, permitir la utilización de los equipos de los consumidores residenciales y comerciales para proporcionar balance en la demanda.

Con este propósito los vehículos híbridos con conexión a red (PHEV) serían el principal candidato para este servicio, aunque otras aplicaciones también pudieran contribuir con este propósito. En la actualidad los PHEV no se producen en masa y tomará tiempo para que estos, al igual que otros vehículos eléctricos, tengan una alta representación en el mercado como para que puedan representar una carga considerable. Sin embargo, se están haciendo grandes esfuerzos para estandarizar los protocolos de comunicación de los vehículos con el objetivo de permitir estrategias de carga inteligentes. Esto haría de los vehículos eléctricos un gran candidato para proveer también del servicio de balance.

La Figura 18 muestra la señal de balance y el recurso de carga disponible de los vehículos eléctricos. El balance se puede lograr durante el período de carga de los vehículos. Por lo tanto, no es necesario ningún vehicle-to-grid (V2G) para alcanzar este propósito. PNNL ha ideado el término V2Ghalf, expresando la característica de la carga inteligente mediante la cual se provee el servicio de balance por la carga (por ejemplo, cargar una batería de un EV/PHEV), de forma tal que el proceso de carga varía alrededor de un punto de operación. La carga agregada que representa para el sistema eléctrico el proceso de carga de los vehículos eléctricos no es constante, sino que varía en función de la hora del día y la disponibilidad de estaciones de carga públicas en los centros de trabajo, las cuales pueden contribuir a hacer de este tipo de vehículo una

fuerza disponible para el balance de la demanda en la red. El número de vehículos necesarios para proveer una carga lo suficientemente grande es el número de vehículos que van a representar una carga suficiente para alcanzar la capacidad máxima de balance, como se puede observar en la Figura 18 a las 6 a.m. cuando la mayoría de los vehículos en carga se han desconectado después de haber completado la carga durante la noche [9].

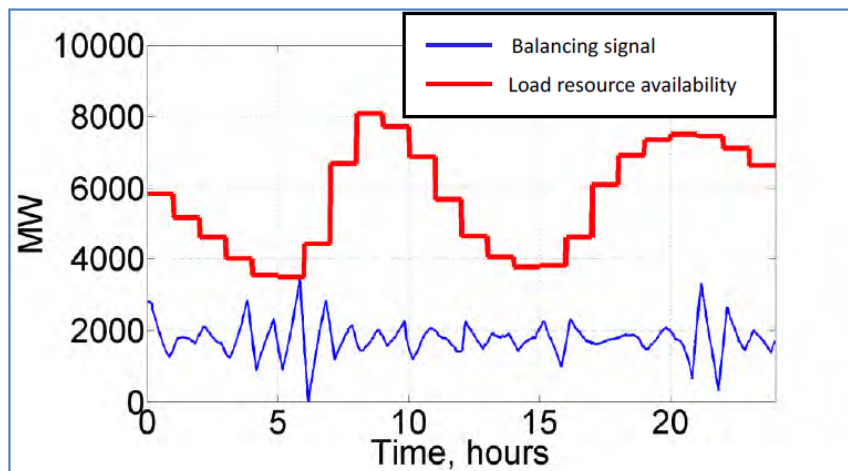


Figura 18. Curva de carga para los PHEV con recarga de baterías en el hogar y en el trabajo y señal de balance para el promedio de los PHEV [9].

## 2.2 Análisis de costos de algunas de las tecnologías usadas para el almacenamiento de energía.

### 2.2.1 Análisis de costos por tecnologías.

En esta sección se realiza un análisis de los costos de varias tecnologías usadas en los almacenamientos de energía. A lo largo de todo el capítulo se analizarán los estimados de los costos por unidad de potencia y por unidad de energía. Para las baterías convencionales solo se analizan los costos por unidad de energía y se analiza el costo de los Sistemas de Conversión de Potencia (PCS) aparte para los diferentes tipos de baterías. Mientras que para las baterías de flujo redox, los sistemas de almacenamiento de aire comprimido (CAES), centrales hidroeléctricas reversibles (PH) y volantes de inercia se analizan los costos en unidad de potencia y unidad de energía individualmente.

#### 2.2.1.1 Turbinas de combustión.

Las turbinas de combustión (CT) proveen a la red de una respuesta rápida de potencia, convirtiendo la energía almacenada en los combustibles fósiles en electricidad. Normalmente se usan como punto de referencia para comparar los diferentes tipos de almacenamiento de energía. Por lo general los CT se diseñan para proveer 160 MW de salida, operando a una eficiencia aproximada de 31.5 %. La eficiencia se expresa en términos de unidades de calor siendo 10 833 British Thermal Units por kilowatt-hora (BTU/kWh) bajo condiciones de plena carga. El consumo específico anterior por lo general aumenta para condiciones de carga parcial. Se estima que para el 2019 el costo capital de los CT sea de \$990 por kW (DOE/EIA 2011) y la vida útil de estos sistemas se coloca en 15 años.

#### 2.2.1.2 Plantas de ciclo combinado.

Aunque las plantas de ciclo combinado no se consideran estrictamente una tecnología de almacenamiento de energía, estas son capaces de proveer energía eléctrica a otros sistemas de almacenamiento de energía (ESS). Así se pueden usar como fuente de energía cuando ya el sistema de almacenamiento está en los límites y para compensar las pérdidas de energía de este. El tamaño típico de una planta de ciclo combinado está entre 250 – 300 MW. El consumo específico se encuentra por lo general en 7196 BTU por kWh. La eficiencia de diseño de estas plantas es de aproximadamente un 47 %, siendo por lo general más eficientes que las turbinas de

combustión.

### 2.2.1.3 Baterías de iones de litio (Litio – Ion).

#### 2.2.1.3.1 Costos globales.

Actualmente los costos de este tipo de baterías varían alrededor de \$1015-\$1450/kWh [26] y \$1000/kWh [27]. Otros costos dados en \$/kW son alrededor de \$1070/kW [16] y \$970/kW [12] con los estimados más altos que incluyen el PCS y BOP. Estos números pueden tender a confundir ya que el costo en \$/kW igualaría al \$/kWh para una aplicación de 1 hora, mientras que sería dos veces el valor de \$/kWh para una aplicación de 2 horas. Otras bibliografías plantean un precio entre \$700-\$1500/kWh con un precio para un gran volumen de venta de más de 1000 baterías en un estimado de 5 años a \$500-\$700/kWh. Aquí, este costo incluye la gestión de la batería y el margen de beneficio. El costo asumido para el estudio de [9] es de \$510/kWh a largo plazo para un gran volumen de producción usando el promedio de \$600/kWh y \$420/kWh. El precio a largo plazo es  $\$510/\text{kWh} * 2.35 = \$1200/\text{kWh}$ . En la Tabla 5 se realiza un resumen de precios.

<b>\$/kWh actuales</b>	<b>\$/kW actuales</b>	<b>\$/kWh grandes volúmenes</b>	<b>Fuente</b>
700-1000 €			[26]
1000			[27]
	1070 incluyendo PCS y BOP		[16]
	970		[12]
1500 (60000 celdas/año)		1000-1250 (180000 celdas/año)	[9]
700			[9]
1000-1200 (1000+ baterías/año)		500-700 (5 años)	[9]
1000			[9]
		415	[28]
		440	[29]
		450	[30]

Tabla 5. Resumen de los costos globales para los sistemas de baterías Li-ion.

### 2.2.1.4 Baterías Sodio-Azufre (Na-S).

#### 2.2.1.4.1 Costo global.

Para las baterías de Na-S, el costo estimado a largo plazo se encuentra alrededor de \$250/kWh, según [10, 11, 12, 13 y 14], mientras que los costos de los PCS se encuentran en el rango de \$150 a \$260/kW. El rango de costos de las baterías está entre \$1800 a \$2000/kW según [14 y 15] y alrededor de los \$3080/kW según [16]. El costo para el sistema de baterías incluyendo el PCS y el balance de planta (BOP) es de \$2400 a \$2500/kW según [17]. Aunque estos números pueden variar considerablemente debe hacerse notar que los costos a largo plazo dados en \$/kWh son proyecciones, no necesariamente reflejan los costos actuales.

La Tabla 6 muestra los costos globales actuales y futuros analizados en la literatura para los sistemas que usan baterías Na-S. El valor de \$180-\$250/kWh es el valor estimado a largo plazo. El valor de \$2500/kW corresponde al costo de instalación para el proyecto de la barra Long Island en el año 2006 [17]. Mientras que el de \$3000/kW fue el costo de instalación en el año 2009 para un sistema de baterías de 7MW/48MWh. Este valor es el que se usa como costo actual para un sistema de baterías Na-S. El costo de la batería independiente se estima sustrayendo \$220/kW del PCS y \$85/kW del BOP para llegar a los \$2700/kW. Usando un factor de 6-6.8 para la E/Pnominal, el costo por unidad de energía de la batería es de \$390-\$440/kWh. Teniendo en cuenta que la relación energía/potencia varía para diferentes escenarios, las baterías se estiman usando valores en el orden de \$/kWh. Para los costos a largo plazo, se escogió para las baterías \$250/kWh, junto con \$150/kW para el PCS y \$85/kW para el BOP. [9]

<b>\$/kWh actual</b>	<b>\$/kW actual</b>	<b>\$/kWh futuros</b>	<b>Notas</b>	<b>Fuente</b>
		180-250	Batería	[10, 11, 12, 13, 14]
		818	Sistema	[12]
	1800		Batería	[15]
	3080		Batería	[16]
	2400-2500		Sistema	[9 y 17]
	3000		Sistema	[17]

Tabla 6. Resumen de la diversidad de costos globales actuales para los sistemas Na-S.

#### 2.2.1.4.2 Costo fijo de operación y mantenimiento (O&M).

Para las baterías de Na-S, los costos fijos de operación y mantenimiento dados en la literatura varían en un amplio rango sin consistencia alguna referente a si el costo de los componentes se excluyen o incluyen. Los costos van desde los \$0.5/kW-año según [18 y 19] y van hasta \$51/kW-año según [10 y 12]. El último incluye los costos del seguro y los impuestos a la propiedad.

#### 2.2.1.4.3 Costo variable de O&M.

Los costos variables se han expresado tradicionalmente en céntimos/kWh, con un rango de 0.4-0.7 céntimos/kWh, donde la unidad kWh se refiere a la energía acumulada que es capaz de entregar la batería [18 y 20]. El costo variable de operación y mantenimiento para los sistemas Na-S, para varias aplicaciones varía desde los \$2.6-\$13.4/kW-año [12]. El promedio de estos valores es de \$7/kW-año, mientras que la conversión a \$/kWh está entre 0.4-0.8 céntimos/kWh. La Tabla 7 expone un resumen de la estimación de costos de operación y mantenimiento hallados en la literatura.

<b>Costos fijos de operación y mantenimiento (\$/kW-año)</b>	<b>Costos variables de operación y mantenimiento</b>	<b>Referencia</b>
<b>3</b>	16.9 (\$/kW-año)	[19]
<b>20</b>		[10]
<b>13-51 (\$2/kW-año para PCS)</b>	2.6-13.4 (\$/kW-año)	[12]
<b>0.5</b>	0.7 (cents/kWh)	[18]
<b>1.5</b>	0.5 (cents/kWh)	[20]
<b>3</b>	0.7 (cents/kWh)	[9]

Tabla 7. Resumen de los costos fijos y variables de mantenimiento para las baterías Na-S.

#### 2.2.1.5 Baterías de flujo de oxidación / reducción de vanadio (Vanadium Redox Flow Battery).

##### 2.2.1.5.1 Costos globales y de O&M.

Los costos de los módulos de potencia están determinados por el costo de los separadores, los cuales están en el rango de \$500-\$800/m<sup>2</sup> [9]. Se espera que se desarrollen mejoras, como electrodos recubiertos con varios tipos de tratamiento a base de calor y químicos para mejorar el rendimiento de estos [69]. Los costos de la energía por lo general dependen de los costos del V<sub>2</sub>O<sub>5</sub>, los cuales experimentaron un pico en 2005 a \$27/lb, habiéndose estabilizado desde entonces a \$10/lb [75]. Con el reciclaje, los costos del V<sub>2</sub>O<sub>5</sub> se esperan que contribuyan menos en el futuro. Para el 2020, el costo global usado en [9] fue de \$131/kWh para la componente relacionada con la energía y \$775/kW para la componente relacionada con la potencia. De los costos totales relacionados con la potencia, \$496 están asociados con los costos de los módulos y la vida económica de estos se asume que sean de 10 años comparado con los 25 años de todos los otros componentes. En 2011 los costos relacionados con la componente de potencia fueron \$1111/kW para el sistema completo y \$783/kW para el costo de los módulos. Los costos fijos y variables de O&M para 2011 y 2020 se estimaron en \$5/kW y 0.1 cents/kW, respectivamente. En la Tabla 8 se muestra un resumen de estos costos.

Costos globales (\$/kW)	Costos globales (\$/kWh)	Costos fijos de O&M (\$/kW-año)	Costos variables de O&M (cents/kWh)	Eficiencia (%)	Fuente
1138 €(para sistemas de 2 kW 30 kWh y 2 kW 300 kWh)	100 €				[76]
				72-78%	[77, 78, 79, 80 y 75]
4800/29600 (2.5 MW 10/100 MWh)	1200/350 (2.5 MW 10/100 MWh)	4.6 (El costo actual era de \$20/kW-año, pero esto puede incluir el costo anual del impuesto a la propiedad y la mano de obra)			[81]
1800/2600 € (4/8 h)		0.5 % del costo global		65-75	[73]
1200/2000 (10 MW <sub>ac</sub> 30-100 MWh)	400-200 (10 MW <sub>ac</sub> 30-100 MWh)	39 (Incluye el costo anual del impuesto a la propiedad y la mano de obra, que puede llegar a ser el 2 % del costo global)	0.2-0.7	65-75	[12]
1620	217			72-90	[82]
2300/1250	300/210				
970 €(Para un sistema de 2 kW/30kWh. Se incluyeron los costos de los tanques.)	78 €			75	[9]

Tabla 8. Resumen de costos para las baterías de flujo de oxidación/reducción de vanadio.

### 2.2.1.6 Sistemas de almacenamiento de energía de aire comprimido (CAES).

#### 2.2.1.6.1 Costos globales y de O&M.

Los costos globales para los sistemas CAES por lo general se dan en \$/kW. Para la mayoría de sistemas los costos del PCS y BOP están incluidos. Los principales fabricantes de turbinas de combustión son GE, Siemens y Westinghouse, mientras que los fabricantes de compresores son MAN Turbo, Dresser-Rand, Mitsubishi-Hitachi, Rolls-Royce e Ingersoll Rand [48]. El costo para plantas actuales de 110 MW de primera generación se estima en \$1250/kW, con sistemas de segunda generación estimados en \$750/kW. Sistemas basados en

conceptos más avanzados se estiman en el rango de \$500-\$560/kW [49 y 47].

Costo Global (\$/kW)	Costo Global (\$/kWh)	Costo Fijo O&M (\$/kW-año)	Costo Variable O&M (cents/kWh)	Valores de rampa en % de potencia nominal/min	Fuente
560	3	1.2	0.15		[50]
425	3	2.5			[10]
440 (200 MW AC, almacenamiento en una mina de sal, incluye BOP de \$170/kW)	1	13	0.2	10-25 (10%/min generación, 25%/min compresión)	[12]
430	40 (10 MW AC, almacenamiento en superficie)	19-24.6		10-25 (10%/min generación, 25%/min compresión)	[12]
500-850			0.3		[51 y 9]
350	1/0.1/30/30 (Sal/roca porosa/roca dura/superficie)	6			[52]
350	1.75/40 (Mina de sal/superficie)				[19]
1700 (72 MW CAES adiabático)		6			[53]
800-850				27	[54]
				18	[43]
890					[9]
750-800		<5 (Costo de repuestos)			[48]
580	1.7			7-14	[46]
960-1250	60-120				[55 y 49]
850-900 (dos plantas, incluyen los costos de energía para 10 horas de almacenamiento. \$/kWh se obtienen dividiendo \$/kW por 10)	85-90			12-27 (Seguimiento de la carga en el rango de 20%-100% de la capacidad nominal dentro de 3 a 5 minutos)	[47]
500			0.3	20-35	[9]
				40	[56]
				10-20 (10%/min generación, 20%/min compresión)	[57]

Tabla 9. Resumen de los costos globales para los sistemas CAES.

La Tabla 9 hace un resumen de los costos encontrados en la literatura. Los costos globales relacionados con la potencia se encuentran en el rango de \$500-\$1750/kW, mientras que los costos relacionados con la energía son aproximadamente \$3/kWh para almacenamiento en minas de sal. Los costos relacionados con la energía varían considerablemente teniendo en cuenta el tipo de almacenamiento, siendo mayores en el orden de una



magnitud en los almacenamientos en roca porosa y superficie. En el análisis realizado en [9] se asumió un costo global de \$1000/kW para 2011 y \$850/kW para 2020, teniendo en cuenta un incremento en el costo de los materiales para la construcción del módulo motor/generador y a la vez tiene en cuenta algunos de los avances esperados. Los costos relacionados con la energía están alrededor de \$3/kWh.

### 2.2.1.7 Volantes de Inercia.

#### 2.2.1.7.1 Costos globales y de O&M.

Para sistemas del orden de MW/MWh los costos se han estimado en \$200/kW y \$100/kWh. La Tabla 10 muestra una lista de estos costos. En la tabla se incluyen también los costos en términos de \$/kWh para rotores de acero, grafito y fibra de carbono. Amber Kinetics usa rodamientos comerciales estándares y rotores de bajo costo y de acero de alta robustez con el objetivo de reducir el costo de unidad de energía para los rotores por un factor de 15 [61]. Los costos de operación y mantenimiento están en el orden de \$20-\$30/kW-año [63], \$18/kW-año [12] y 2 % del costo global por año o \$7/kW-año para los sistemas de gran potencia y pequeña energía [64], mientras que los costos variables de O&M fueron de 0.1 cents/kWh [12]. En [9] se escogieron costos fijos de O&M de \$18/kW-año y costos variables O&M de 0.1 cents/kWh.

Costos globales (\$/kW)	Costos globales (\$/kWh)	Costos fijos de O&M (\$/kW-año)	Costos variables de O&M (cents/kWh)	Eficiencia (%)	Fuente
200-500 (5s)		2 % del costo global			[64]
800 (UPS)					[64]
200-500 (pocos minutos)					[65]
1000-3000 (1h)					[65]
1000 (Gen 4 Beacon para sistemas de MW/MWh de alto voltaje. Para sistemas 48 V dc la eficiencia es del 85 %. Este costo puede no incluir las pérdidas de los PCS. Excluye también el costo de instalación de \$5M para una planta de 20 MW. El costo para el Gen 3 fue de \$2000/kW)				85 %	[9]
		18	0.1		[12]
1630					[66]

	22 (rotor de acero)				[67 y 59]
	38 (rotor de grafito)				[67]
	104-290 (\$104/kWh para Toray Carbon Fiber CT1000 de Toray y \$290/kWh para HexTow AS4C de fibra de carbono de Hexcel Corporation)				[59]
	165-250 (\$250/kWh para un sistema de 250 kWh y \$165/kWh para un sistema del orden de los MWh. Tiempos de operación mayores de 1 h)			95%-97% (puede no incluir las pérdidas de PCS)	[9]
200	100			90%-95% (para sistemas de alto voltaje del orden de MW/MWh. Para sistemas de 48 V dc, la eficiencia es 85 %. Puede no incluir las pérdidas de PCS)	[9]
650 (1MW/0.25 MWh)		20-30			[63]
				85 %	[61]

Tabla 10. Resumen de costos globales para los sistemas de volantes.

### 2.2.1.8 Centrales hidroeléctricas de bombeo o reversibles.

#### 2.2.1.8.1 Costos globales y de O&M.

Para los sistemas de centrales hidroeléctricas de bombeo o reversibles el costo global generalmente se da en \$/kW. La mayoría de los sistemas dan esta información incluyendo los costos de PCS y BOP. El costo global para los sistemas PH de velocidad fija están en el rango de \$1500-\$2500/kW, mientras que el rango de costo para las bombas de velocidad variable es de \$1800 a \$3200/kW. Este costo se descompone en tres partes fundamentales:

1. Costos de bomba/turbina y motor/generador (\$600/kW para unidades de velocidad fija y \$850/kW para unidades de velocidad variable.)
2. Equipos hidro-mecánicos, transformadores, interruptores y el restante BOP.
3. Servicios de diseño de ingeniería, construcción civil, excavación y construcción del sistema de transporte de agua, embalse inferior y superior.

Los costos de las bombas y las turbinas de los sistemas de hidroeléctricas reversibles por lo general varían significativamente, pueden ir desde \$78/kW hasta \$264/kW [32 y 33]. Como estos costos representan el 33 % del costo total del sistema, esto también contribuye a una gran variación del costo global de la planta, eso sumado a los costos relacionados con la situación del emplazamiento. Aunque los costos de repuestos son mínimos, los devanados de los generadores necesitan ser sustituidos cada 20-25 años. La eficiencia de ciclo completo de los sistemas PH es del 80 al 82 %, sin incluir las pérdidas en la transmisión. Se debe hacer notar que para esta tecnología si se menciona una eficiencia del 75 % es que están incluyendo estas pérdidas en el sistema de transmisión.

En la Tabla 11 se muestra el rango de costos globales y de operación y mantenimiento para este tipo de instalación.

\$/kW	O&M Fijo \$/kW-año	O&M Variable cents/kWh	Eficiencia AC-AC	Fuente
1000	2.5	Muy pequeño	0.75	[10]
600	3.8	0.38	0.87	[11]
1483				[34]
1552 (costo para 2016-2020)				[34]
>350 €/kW			0.7-0.8	[35]
		2	0.75	[36]
			0.75	[31 y 37]
1500			0.82	[38]
1000				[13]
1800-3200 (1500- 2500 para máquinas de velocidad fija)			0.78-0.82	[9]
517 (Grand Cache 218 MW), 583 (Kneehills 194 MW)	4.6		0.8 (Esta eficiencia no fue medida.)	[39]
1100-2000 (El costo del proyecto para el 2020 fue \$800/kW)	4.3	0.43	0.6-0.78	[40]
1700 (\$245/kW para la bomba turbina, motor generador y los elementos de electrónica de potencia)				[9]

Tabla 11. Costos globales para los sistemas de hidroeléctricas reversibles.

## 2.2.2 Resumen y comparación de costos de algunas de las tecnologías usadas en los sistemas de almacenamiento de energía.

En la Tabla 12 se realiza una comparación de los costos de algunas de las tecnologías usadas en los Sistemas de Almacenamiento de Energía (ESS) descritas en el Epígrafe 2.2.1 para el año 2011 y el coste estimado que tendrían estos para el 2020.

Tecnología	Intervalo de costos de 2011				Intervalo de costos de 2020			
	\$/kWh	€/kWh	\$/kW	€/kW	\$/kWh	€/kWh	\$/kW	€/kW
<b>Li-ion</b>	850-1000	608-715			290-700	262-632		
<b>Na-S</b>	257-491	184-351			181-331	163-299		
<b>Batería de flujo Oxidación/Reducción (Redox)</b>	173-257	124-184	942-1280	674-916	88-173	79-156	608-942	549-851
<b>Aire Comprimido</b>	3	2	850-1140	608-815	3	3	500-1140	452-1029
<b>Volante de inercia</b>	148	106	965-1590	690-1137	81-148	73-134	200-820	181-740
<b>Central Hidroeléctrica Reversible</b>	10	7	1500-2300	1073-1645	10	9	1640-2440	1481-2203

Tabla 12. Intervalos de costos para diferentes tecnologías comparando el año 2011 con el costo estimado de 2020. [9]

A la tabla obtenida de [9] se le adiciona una columna en la que se comparan los precios con el cambio en euros para el posterior análisis con Europa. El promedio del cambio de euro a dólar para el 2011 se encontraba en 1.3981 según [8]. La previsión del valor de cambio de moneda para el 2020 es muy desacertada dada la volatilidad de la variable. Por lo tanto, se deja la misma razón de cambio para el 2015 (1.1074) [8], aunque se prevé que esta pueda aumentar ligeramente.

En la Tabla 13 se analizan los costos totales y los costos de operación y mantenimiento de las tecnologías que se han venido analizando hasta ahora, además se exponen los índices de disponibilidad de tecnología y manufactura de cada uno de los tipos de tecnologías. Los costos se expresan para el año 2011, la previsión para el 2020 se encuentra entre paréntesis.

En la Tabla 13 se realizaron las siguientes suposiciones para caracterizar los costos y el comportamiento de los ESS:

- Los costos por unidad de energía se obtuvieron para las baterías convencionales, mientras que los costos por unidad de energía y por unidad de potencia se obtuvieron para las baterías de flujo, centrales hidroeléctricas reversibles (PH), almacenamiento de energía por aire comprimido (CAES) y volantes de inercia. Los costos también tienen en cuenta la relación energía/potencia (E/P) para el sistema de almacenamiento.
- Para los sistemas de conversión de potencia (PCS) se obtuvieron costos independientes para cada uno de los sistemas de almacenamiento de energía de baterías usando la relación apropiada para los costos de los PCS como función de los niveles de voltajes.
- Se llevó a cabo un análisis detallado del ciclo de vida como función de la profundidad de descarga (DOD) el cual permitió dimensionar el almacenamiento de forma tal que se minimizara el valor actual neto para todos los costos.
- Los parámetros de rendimiento, como pueden ser la round-trip efficiency y el tiempo de respuesta se estimaron basándose en la información disponible y la comunicación con los vendedores.
- Se estimaron los costos de balance de planta (BOP) para todos los sistemas que usan baterías y para el volante de inercia.

- Los costos estimados para el año 2020 se obtuvieron mediante estimados de la escala de la economía y mejoras del rendimiento. Fueron considerados los niveles de disponibilidad de tecnología y manufactura (TRL y MRL respectivamente) mientras se proyectaban los costos para el 2020.

Para calcular los números de la Tabla 13 se llevó a cabo un modelo económico de costos, de forma tal que se minimizara el valor actual neto para todos los costos, este estudio se detalla en [9].

Parámetros	Batería Na-S	Batería Li-ion	Central Hidroeléctrica Reversible	Turbina de combustión	Ciclo combinado	Respuesta a la demanda	Aire Comprimido (CAES)	Volante de inercia	Batería de flujo Redox
TRL	7	7	9	9	9	6	8	7	6
MRL	6	6	7	10	10	2	7	5	5
Costo Total de la Batería \$/kWh (a)	415 (290)	1000 (510)	10				3	148 (115)	215 (131)
Costo Total del Sistema \$/kW			1750 (1890)	1009 (990)	No se usa	620	1000 (850)	1277 (610)	1111 (775)
PCS (\$/kW)	220 (150)	220 (150)							220 (150)
BOP (\$/kW)	85 (50)	85 (50)						85 (50)	85 (50)
Costo Fijo O&M \$/kW-año	3	3	4.6	10.24	14.93		7	18	39.5 (5)
Costo Fijo O&M \$/kW-año (PCS)	2	2							2
Costo Variable O&M cents/kWh	0.7	0.7	0.4	0.9	0.4		0.3	0.1	0.1
Round-trip efficiency	0.78	0.8	0.81	0.315			0.5	0.85	0.75
(a) Los costos totales de la batería se dan en por unidad de energía, mientras que los costos de la PCS y el BOP se dan en por unidad de potencia.									

Tabla 13. Costos totales y costos de operación y mantenimiento (O&M) de diferentes tecnologías analizadas. [9]

Las Tablas 12 y 13 realizan un resumen de los costos de algunas de las tecnologías usadas para el almacenamiento de energía eléctrica que se analizan a lo largo de este capítulo.



# 3 SERVICIOS QUE PRESTAN LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA Y SUS BENEFICIOS

---

Hasta mediados de los años 80, el almacenamiento de energía se usaba solo para el desplazamiento en el tiempo de la generación, usando carbón en los períodos de valle para reemplazar la generación y usando gas natural en los períodos de pico de demanda de forma tal que las unidades de carbón se mantuvieran en el punto óptimo de generación, mientras que la carga del sistema varía. Esta gran capacidad de los sistemas de almacenamiento de energía permitía almacenar el exceso de producción de electricidad durante los períodos de baja demanda de energía y precio y descargarlos durante las horas pico de la demanda, con el objetivo de que las unidades de generación a base de carbón pudieran reducir la variación de generación durante el día o eliminar la reducción de la generación por la falta de capacidad del sistema de usar esa energía por baja demanda. Esta práctica no solo permitía el corrimiento en el tiempo de la energía, sino que también reducía la capacidad disponible en el pico, que de otra forma, tendría que ser suministrada por turbinas de combustión usando gas natural. Los beneficios monetarios y operacionales de esta estrategia justificaron la construcción de muchas plantas de almacenamiento usando hidroeléctricas reversibles. Desde los años 20 hasta mediados de los 80 se construyeron más de 22 GW de este tipo de plantas en USA. Después de este período el crecimiento en capacidad de plantas hidroeléctricas reversibles se detuvo debido a oposiciones medioambientales y al cambio de las necesidades operacionales de las redes eléctricas desencadenadas por la desregularización y restructuración de la industria eléctrica.

Para mediados de los años 80, se puso mayor interés en desarrollar baterías y otras tecnologías de almacenamiento para prestar servicios a las redes eléctricas. Sin embargo, estas tecnologías no podían igualar la habilidad de las hidroeléctricas reversibles para proveer grandes capacidades de almacenamiento. A finales de los 80, investigadores del DOE/SNL y del EPRI fueron identificando otras necesidades operacionales de las redes eléctricas que podían ser resueltas con tecnologías que poseyeran tiempos de almacenamiento menores (de 1 a 6 horas) más que con las de larga duración como las centrales hidroeléctricas (8 a 10 horas o más).

A continuación se muestra un resumen de los servicios y aplicaciones que pueden prestar los sistemas de almacenamiento de energía. En la bibliografía revisada no hay un consenso en cuanto a la inclusión de los servicios en cada grupo. La Tabla 14 muestra los servicios organizados en cinco grandes grupos según [83].

<b>Servicios de gran cantidad de energía.</b>	<b>Servicios en las redes de transmisión.</b>
Desplazamiento en el tiempo de energía eléctrica (Arbitraje).	Aplazamiento de las mejoras en las redes de transmisión.
Capacidad de suministro eléctrico.	Alivio de la congestión en las redes de transmisión.
<b>Servicios auxiliares.</b>	<b>Servicios en las redes de distribución.</b>
Regulación.	Aplazamiento de las mejoras en las redes de distribución.
Reserva rodante, no rodante y complementaria.	Control de voltaje.
Control de voltaje.	<b>Servicio de gestión energética del cliente.</b>
Arranque autónomo (Black Start).	Calidad de la energía.
Otros servicios relacionados.	Mejora de la fiabilidad.
	Desplazamiento en el tiempo de la venta de energía eléctrica a los clientes.
	Gestión del costo de la demanda.

Tabla 14. Servicios y aplicaciones de los sistemas de almacenamiento de energía en las redes eléctricas [83].

### 3.1 Servicios de gran cantidad de energía.

#### 3.1.1 Desplazamiento en el tiempo de energía eléctrica (Arbitraje).

El desplazamiento en el tiempo de energía eléctrica supone comprar energía eléctrica barata, disponible durante períodos en que los precios o el costo marginal del sistema es bajo, para cargar el sistema de almacenamiento de forma tal que la energía almacenada pueda usarse o venderse más tarde, cuando el precio o los costos sean altos. Alternativamente, el sistema puede proveer el mismo servicio de desplazamiento de tiempo almacenando el exceso de energía producida, que de otra forma no podría producirse, proveniente de fuentes de energía renovable como el viento o las plantas fotovoltaicas. La operación del sistema de almacenamiento es similar en ambos casos.

El almacenamiento usado para el desplazamiento en el tiempo de la energía proveniente de los PV o pequeños parques eólicos está en la parte baja de los tamaños y rangos de duración mostrados en las especificaciones técnicas, mientras que el almacenamiento para arbitraje en instalaciones grandes o unidas a grandes parques eólicos o grupos de aerogeneradores y/o plantas fotovoltaicas, caerían en la parte alta de este rango.

Para este servicio hay dos características de los sistemas de almacenamiento que son muy importantes, el costo variable de operación (no relacionados con la energía) y la eficiencia. El desplazamiento en el tiempo de energía eléctrica supone muchas posibles ventas con la ventaja económica basada en la diferencia entre el costo de compra, para almacenar y la energía descargada (costo de descarga) con el beneficio derivado cuando la energía es descargada.

Cualquier incremento en el costo variable de operación o reducción de la eficiencia, reduce el número de ventas para las cuales los beneficios exceden los costos. Este número de ventas es muy sensible al costo de descarga, por lo tanto, un pequeño aumento puede reducir considerablemente el número viable de ventas. Dos características de funcionamiento que tienen un impacto significativo en el costo de operación variable de los almacenamientos son la eficiencia de ciclo completo del sistema de almacenamiento y el ritmo al cual el desempeño del almacenamiento se deteriora con el uso.

Además, los almacenamientos de electricidad estacionales y diarios se pueden considerar como sistemas de gran cantidad de energía. Pueden ser muy útiles para aerogeneradores y paneles fotovoltaicos si estos tienen diferencias estacionales o diarias considerables en su producción [83].

#### Consideraciones técnicas.

Rango de tamaños de los sistemas de almacenamiento: 1 – 500 MW

Rango deseado de duración de descargas: < 1 hora.

Ciclos mínimos por año: más de 250.



Para esta aplicación de arbitraje, la duración de descarga de la planta se determina basándose en el beneficio incremental asociado con poder hacer transacciones adicionales de compras a bajo precio – ventas a alto precio durante el año contra el costo incremental para almacenar energía adicional (duración de descarga). La suposición estándar para esta aplicación es que la duración mínima de descarga es dos horas [84].

### 3.1.2 Capacidad de suministro eléctrico.

Dependiendo de las circunstancias en un sistema eléctrico dado, el almacenamiento de energía puede usarse para aplazar y/o reducir la necesidad de construir una planta de generación de electricidad y/o la adquisición de capacidad adicional en el mercado eléctrico.

El mercado para la capacidad de suministro eléctrico está evolucionando. En algunos casos, el costo de capacidad de generación se incluye en los precios de energía en el mercado (como un costo asignado por unidad de energía). En otros casos, los mecanismos de mercados pueden permitir pagos relacionados con la capacidad.

En muchas áreas de Estados Unidos el nuevo tipo de planta más frecuente para generar electricidad en las horas de pico son las plantas de ciclo combinado que queman gas natural, costando alrededor de \$500/kW. Tener capacidad de suministro usando sistemas de almacenamiento es un poco más barato [84].

El perfil de operación para el almacenamiento usado como capacidad de suministro (caracterizado por horas anuales de operación, frecuencia de operación y duración de operación para cada uso) es específico para cada localización. Por lo tanto, es muy difícil hacer generalizaciones sobre duración de descarga del almacenamiento para este servicio. Otro criterio fundamental que afecta la duración de descarga para este servicio es la forma en la que se tarifa la capacidad de generación. Por ejemplo, si la capacidad de generación se tasa por horas, entonces la duración de almacenamiento de la planta es flexible. Si el precio requiere que la capacidad esté disponible para una duración específica por cada uso (por ejemplo, cinco horas) o requiere que esté operativo un período de tiempo completo (por ejemplo, de 12:00 p.m. a 5:00 p.m.) entonces la duración de descarga de la planta de almacenamiento puede acomodarse para estos requerimientos.

La Figura 19 muestra las limitaciones de capacidad y como actúa el almacenamiento para compensar el déficit de la misma. El gráfico superior muestra los días de la semana que es necesario mayor capacidad en los picos. El gráfico inferior muestra la descarga del sistema de almacenamiento para compensar la carga durante estos períodos y también muestra que la carga comienza justo antes de medianoche y termina más tarde en la madrugada cuando el sistema ya se ha cargado completamente [83].

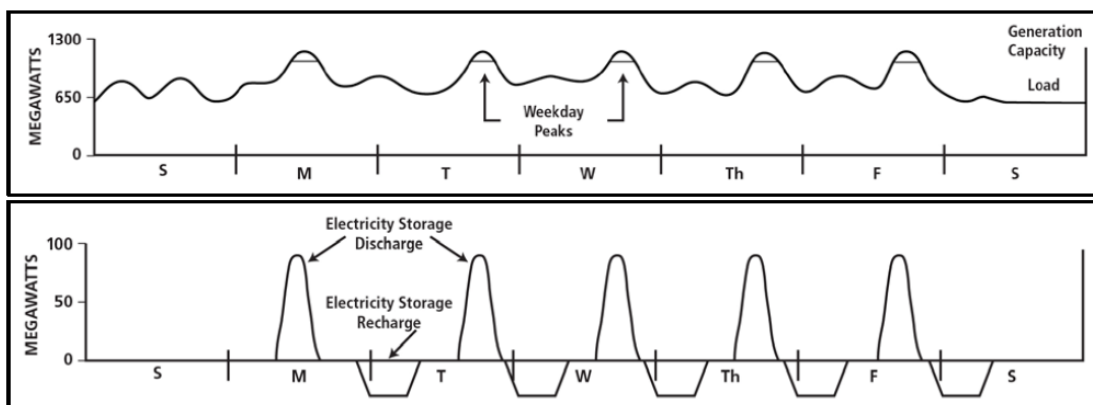


Figura 19. Capacidad de suministro eléctrico mediante almacenamiento de energía [83].

#### Consideraciones técnicas.

Rango de tamaños de los sistemas de almacenamiento: 1 – 500 MW

Rango deseado de duración de descargas: 2 – 6 horas.

Ciclos mínimos por año: 5 - 100.

## 3.2 Servicios auxiliares.

La función principal de los sistemas eléctricos de potencia es suministrar energía eléctrica desde los generadores hasta los consumidores, vía los sistemas de transmisión y distribución. Los servicios auxiliares se definen por el Federal Energy Regulatory Commission (FERC) por aquellos servicios necesarios para mantener el traspaso de electricidad de vendedores a compradores manteniendo la integridad y fiabilidad de los sistemas de transmisión interconectados (“la red”) [84].

### 3.2.1 Regulación.

La regulación es uno de los servicios auxiliares para el cuál los sistemas de almacenamiento son muy adecuados. La regulación conlleva gestionar las transferencias de flujos de potencia con otras áreas de control para estar lo más cerca posible de las transferencias planeadas y las fluctuaciones momentáneas en la demanda dentro del área de control. Estas diferencias momentáneas están causadas por las fluctuaciones en la generación y la carga. La regulación lo que hace es amortiguar estas diferencias.

En la Figura 20 se muestra una curva de demanda, que presenta muchas fluctuaciones, debido a las diferencias entre la generación y la carga en un sistema sin regulación. La línea más gruesa muestra una respuesta del sistema más suave después de ser amortiguada por la regulación.

Las unidades de generación que están conectadas y listas para aumentar o disminuir la potencia que entregan dependiendo de la necesidad se usan para la regulación y su potencia se aumenta cuando hay una caída momentánea de generación para aportar regulación hacia arriba. Por el contrario, la salida de la fuente de regulación se reduce para aportar regulación hacia abajo cuando hay un exceso momentáneo de generación.

Una consideración importante en este caso es que las centrales térmicas grandes que se usan como generación de carga base cuando participan en la regulación experimentan un gran deterioro en su vida útil cuando tienen que entregar potencia variable para poder regular la curva de demanda [83].

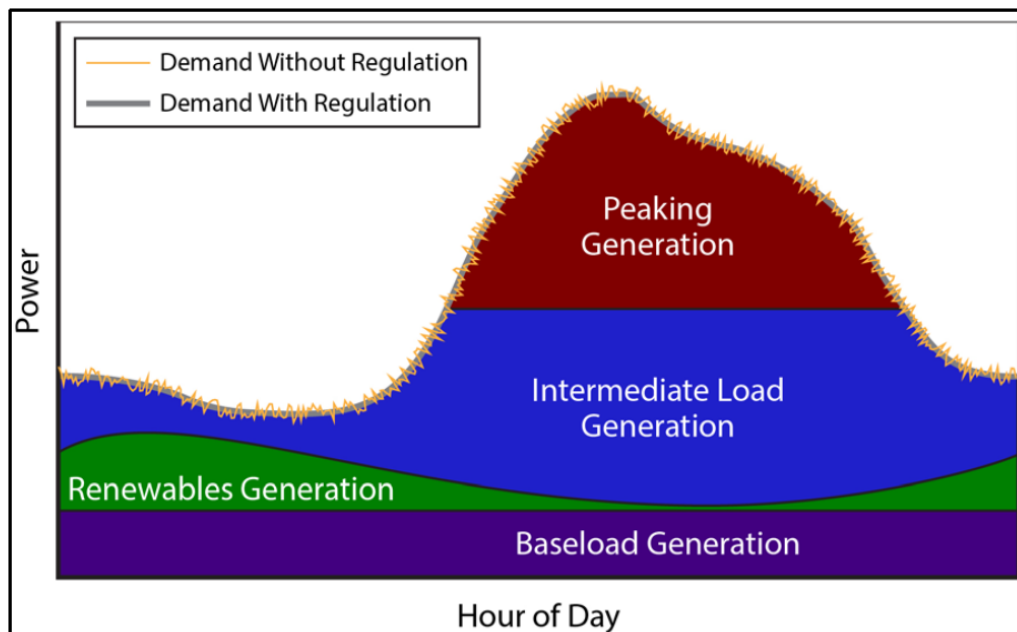


Figura 20. Carga del sistema sin y con regulación [83].

En la Figura 21 se muestran dos posibles modos de operación para un sistema de almacenamiento de 1 MW usado para la regulación y tres posibles modos de operación para un generador usado en la regulación. A un lado del gráfico se muestra cómo funcionaría un generador en la regulación, primero entregando toda su potencia para proveer regulación hacia arriba o en ese punto reducir la potencia que entrega para proveer regulación hacia abajo, otro modo es que trabaje a la mitad de la potencia aumentando o disminuyendo su potencia en 0.5 y el último modo es trabajando en pasos de potencia de 0.1 MW hacia arriba o hacia abajo. Todos estos modos son ineficientes debido a que solo proveen 1 MW de regulación. A la derecha del gráfico

se muestra cómo funcionaría un sistema de almacenamiento en la regulación. Este lo hace más eficientemente ya que puede descargarse y entregar toda su potencia nominal para proveer 1 MW de regulación hacia arriba o cargarse y consumir potencia de la red para proveer regulación hacia abajo usando toda su potencia nominal, otro MW hacia abajo. Este modo es más eficiente ya que se obtienen 2 MW de regulación con sólo 1 MW de almacenamiento.

Cuando el sistema de almacenamiento provee regulación hacia abajo cargándose, absorbe energía de la red, el operador del sistema de almacenamiento debe pagar por esta energía. Es necesario destacar esto – especialmente para sistemas de almacenamiento con baja eficiencia – ya que el costo de esta energía consumida pudiera exceder el valor del servicio de regulación.

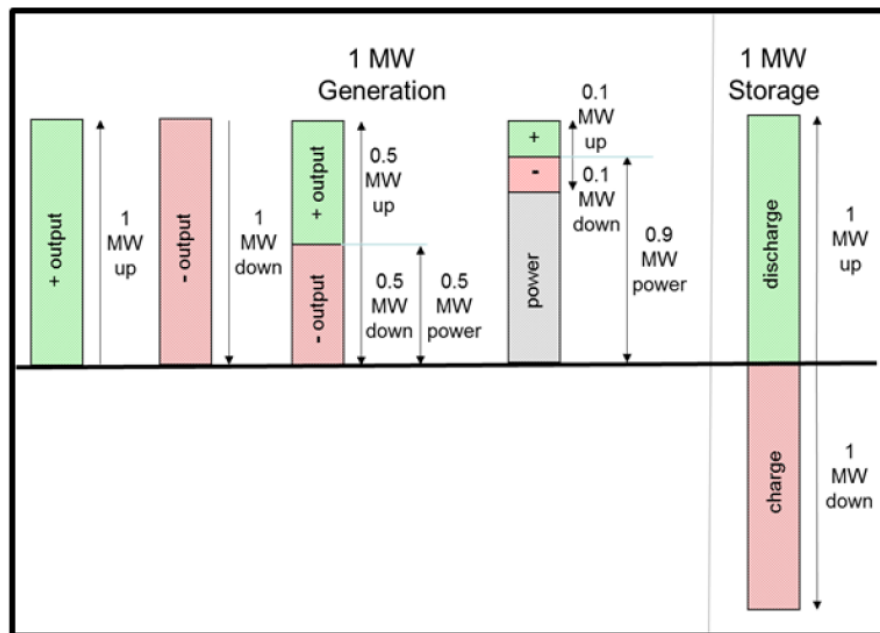


Figura 21. Operación de un generador y un sistema de almacenamiento para la regulación.

La característica de respuesta rápida (por ejemplo, rápidos índices de rampa) de la mayoría de los sistemas de almacenamiento los hacen muy valiosos como fuente de regulación. Los sistemas de almacenamiento usados para la regulación deben tener acceso y ser capaces de responder a las señales de error del área de control (AEC) o a las señales de control automático de la generación (AGC) si alguno de estos se encuentra disponible como Autoridad de Balance donde el sistema de almacenamiento se encuentra conectado, al contrario de las plantas convencionales, las cuales generalmente siguen una señal AGC. El beneficio equivalente de la regulación mediante un sistema de almacenamiento con rápidos índices de rampa (por ejemplo, volantes de inercia, capacitores y muchos tipos de baterías) está en el orden de dos veces el prestado por la generación convencional, debido al hecho de que estos pueden hacer un seguimiento más preciso de la señal de error y así reducir el deterioro total de los otros tipos de generación.

La Figura 22 muestra dos gráficos que ilustran la respuesta del almacenamiento para los requerimientos de la regulación. El gráfico superior es una ilustración exagerada de las variaciones de la generación en respuesta a las fluctuaciones de la carga. El gráfico inferior muestra al sistema de almacenamiento descargándose o cargándose para inyectar o absorber potencia eliminando así la necesidad de variación en la salida de las plantas de generación [83].

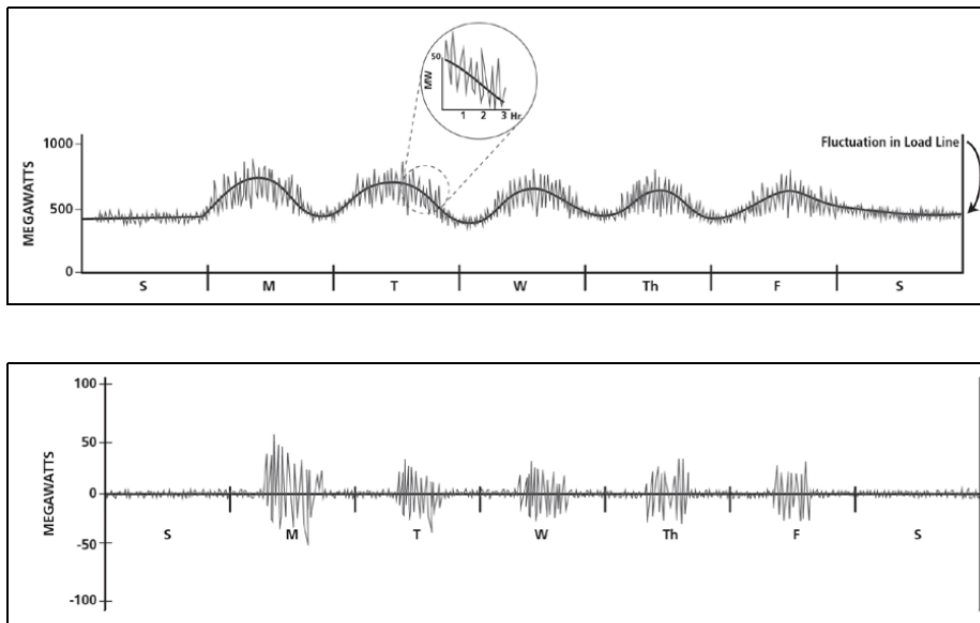


Figura 22. Almacenamiento para la regulación [83].

### Consideraciones técnicas.

Rango de tamaños de los sistemas de almacenamiento: 10 – 40 MW

Rango deseado de duración de descargas: 15 – 60 minutos.

Ciclos mínimos por año: 250 – 10 000

### 3.2.2 Reserva rodante, no rodante y complementaria.

La operación de un sistema eléctrico requiere tener capacidad de reserva a la cual se pueda recurrir cuando alguna de las fuentes normales de suministro de electricidad se declara inoperativa inesperadamente.

Por lo general, la reserva del sistema tiene que ser, por lo menos, del tamaño de la mayor unidad de generación del sistema, la capacidad de reserva es por lo general el equivalente al 15 % o 20 % de la capacidad de suministro eléctrico [83]. Existen diferentes maneras de clasificar las reservas en el sistema eléctrico. En [83] se clasifican tres tipos.

**Reserva rodante (sincronizada):** Se define como la capacidad de generación que está conectada en vacío y puede responder en un plazo máximo de 10 minutos para compensar los fallos en la generación o la transmisión. La reserva rodante para la estabilidad de frecuencia debe responder como máximo en un plazo de 10 segundos para mantener la frecuencia del sistema. La reserva rodante es la primera que se usa cuando existe un déficit de generación en el sistema.

**Reserva no rodante (no sincronizada):** Generalmente consiste en las plantas de generación que están desconectadas y que pudieran estar operativas en un plazo de 10 – 30 minutos, además este bloque también incluye a las cargas que pudieran desconectarse en la misma ventana de tiempo en un momento dado.

**Reserva complementaria:** En este tipo se incluye la generación que puede alimentar cargas en el transcurso de una hora. Su rol es esencialmente de respaldo a la reserva rodante y no rodante. El suministro de respaldo también se puede usar como respaldo a las ventas de energía. Al contrario de la capacidad de reserva rodante, la capacidad de reserva complementaria no está sincronizada con la frecuencia de la red. La reserva complementaria se usa cuando toda la reserva rodante está funcionando. Al contrario de la generación, en casi todas las circunstancias, los sistemas de almacenamiento que se usan como capacidad de reserva no se deben descargar completamente, tienen que estar disponibles para descargarse cuando el sistema lo necesite.

Las plantas que funcionan como reserva deben recibir y responder adecuadamente a las señales de control. La Figura 23 muestra cómo un sistema de almacenamiento debe responder con los requerimientos de la reserva

rodante. El gráfico de arriba muestra una pérdida de generación y el de abajo muestra la respuesta inmediata con una descarga de 30 minutos para prestar capacidad de reserva mientras se conecta otra planta de generación al sistema [83].

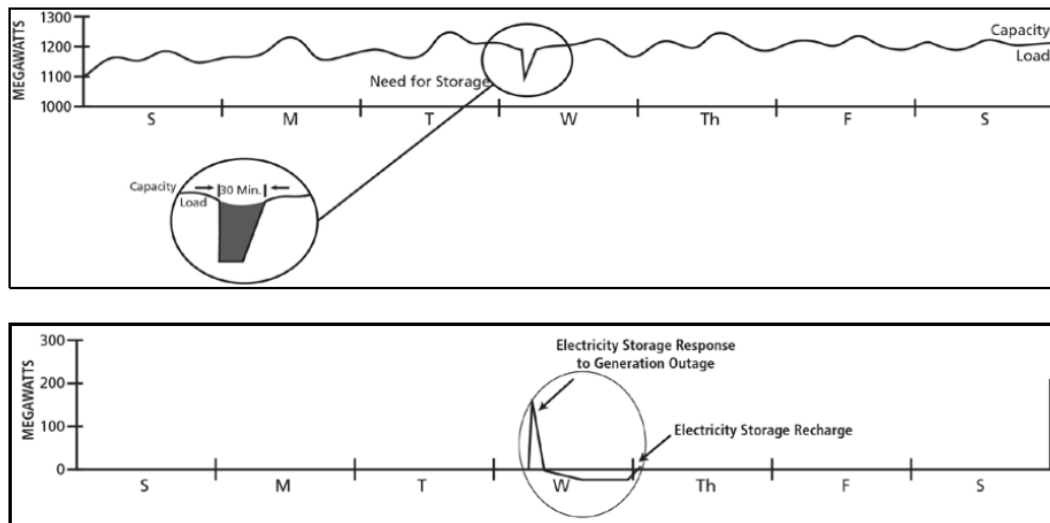


Figura 23. Sistema de almacenamiento que se usa como reserva [83].

### Consideraciones técnicas.

Rango de tamaños de los sistemas de almacenamiento: 10 – 100 MW

Rango deseado de duración de descargas: 15 minutos – 1 hora

Ciclos mínimos por año: 20 - 50

### 3.2.3 Control de voltaje.

Una obligación de los operadores de las redes eléctricas es mantener el voltaje dentro de unos límites específicos. En muchos casos, esto requiere controlar la reactancia, que representan los equipos conectados a la red, que generan, transmiten o usan la electricidad y tienen componente inductiva o capacitiva en su impedancia. Para gestionar la reactancia en el nivel de la red, los operadores del sistema necesitan fuentes de voltaje para compensar los efectos reactivos, de forma tal que el sistema de transmisión se pueda operar de manera estable.

Normalmente, se especifican las plantas de generación que son capaces de generar potencia reactiva (var) y la cantidad que generaran para compensar la reactancia de la red. Estas plantas de generación pudieran desplazarse conectando estratégicamente sistemas de almacenamiento de energía en los centros de carga de la red, o colocarlos de manera distribuida en múltiples lugares cerca de cargas grandes.

Los PCS de los sistemas de almacenamiento usados para mantener el voltaje deben ser capaces de operar a un factor de potencia diferente de la unidad, para generar o consumir potencia reactiva. Todos los PCS usados en la actualidad tienen esta capacidad. No se necesita que la batería entregue potencia activa en este modo de operación, por lo tanto la duración de descarga y los ciclos mínimos por año no son relevantes en este caso.

El tiempo nominal que se necesita para mantener el voltaje es de 30 minutos – el tiempo necesario para que la red se establezca y, si es necesario, comenzar a reducir carga para que coincida con la generación disponible. La Figura 24 muestra tres modos de operación del sistema de almacenamiento: con inyección de potencia activa y reactiva, absorbiendo potencia activa y generando reactiva, y generando potencia reactiva sin absorber ni generar potencia activa, dependiendo de las necesidades de la red [83].

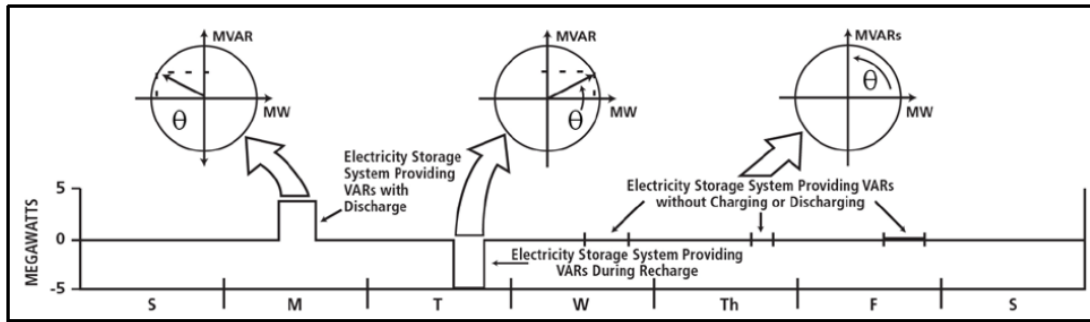


Figura 24. Funcionamiento de los sistemas de almacenamiento para el control de voltaje [83].

### Consideraciones técnicas.

Rango de tamaños de los sistemas de almacenamiento: 1 – 10 Mvar

Rango deseado de duración de descargas: no se aplica.

Ciclos mínimos por año: no se aplica.

### 3.2.4 Arranque autónomo (Black Start).

Los sistemas de almacenamiento proporcionan una reserva activa de potencia y energía en la red que puede usarse para energizar las líneas de transmisión y distribución permitiéndole a las plantas de generación conectarse después de una falla catastrófica en la red. Golden Valey Electric Association usa un sistema de baterías en Fairbanks para este servicio cuando ocurre una falla en la interconexión con Anchorage. La operación de la batería se muestra en la Figura 25, que muestra la descarga de la misma para proveer de energía a las dos líneas de transmisión, así como alimentar inicialmente a las dos plantas diesel que alimentan Fairbanks hasta que se restablece la interconexión.

Los sistemas de almacenamiento pueden suministrar alimentación inicial a las grandes plantas de generación, si el almacenamiento se encuentra convenientemente situado y hay un camino de transmisión claro desde la ubicación del sistema de almacenamiento hasta la planta de generación [83].

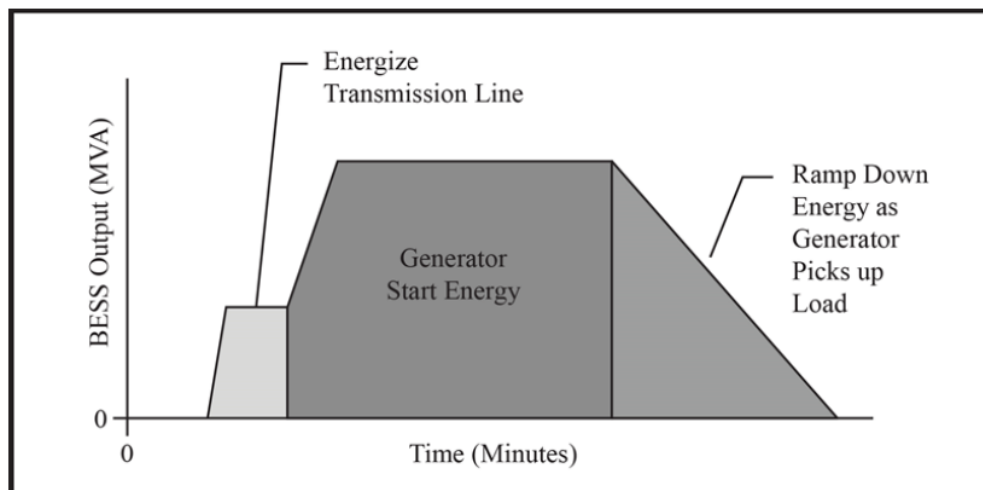


Figura 25. Servicio de arranque autónomo por un sistema de almacenamiento [83].

### Consideraciones técnicas.

Rango de tamaños de los sistemas de almacenamiento: 5 – 50 MW

Rango deseado de duración de descargas: 15 minutos – 1 hora.

Ciclos mínimos por año: 10 - 20

### 3.2.5 Otros servicios relacionados.

#### 3.2.5.1 Seguimiento de la carga / Respaldo a la variación de la potencia entregada por las fuentes renovables.

El almacenamiento de energía es preferentemente apropiado para amortiguar la variación en la potencia entregada por los sistemas de aerogeneradores y PV siendo ampliamente usados en esta aplicación. Técnicamente, los requisitos de operación para los sistemas de almacenamiento usados con este fin son los mismos que los que se usan para responder a las rápidas y aleatorias variaciones de las cargas. La mayoría de las plantas de energías renovables que necesitan un sistema de almacenamiento especificarán unos índices de rampa máxima esperada de subida y bajada en el orden de los MW/minuto y el tiempo de duración de la rampa. Esta guía de diseño es aplicable para los sistemas de almacenamiento que prestan tanto el servicio de seguimiento de carga, como el de respaldo a las variaciones de las fuentes renovables. En [83] se tratan ambas aplicaciones como la misma.

El seguimiento de la carga se caracteriza porque la potencia de salida generalmente cambia cada varios minutos. La potencia entregada por la planta varía en respuesta al cambio en el balance entre el suministro de energía eléctrica y la carga dentro de un área o región específica. La variación de la potencia de salida es una respuesta a los cambios en la frecuencia del sistema, perfil de carga en el tiempo, o la relación entre ambos, que ocurre con la necesidad de mantener la frecuencia nominal del sistema y/o los intercambios establecidos con otras áreas dentro de los límites predeterminados.

La potencia de salida de las plantas de generación convencionales que se encargan del seguimiento de la carga aumenta para seguir el incremento de la demanda mientras la carga del sistema aumenta. Por el contrario, la potencia de salida de estas plantas disminuye para seguir la disminución de la demanda mientras la carga disminuye. Típicamente la cantidad de generación que se necesita para hacer el seguimiento de la carga hacia arriba aumenta cada día en la mañana a medida que la carga del sistema aumenta. En la tarde, el seguimiento de carga aumenta hacia abajo como disminución de carga agregada de la red. En la Figura 26 se muestra la curva de seguimiento de la carga [83].

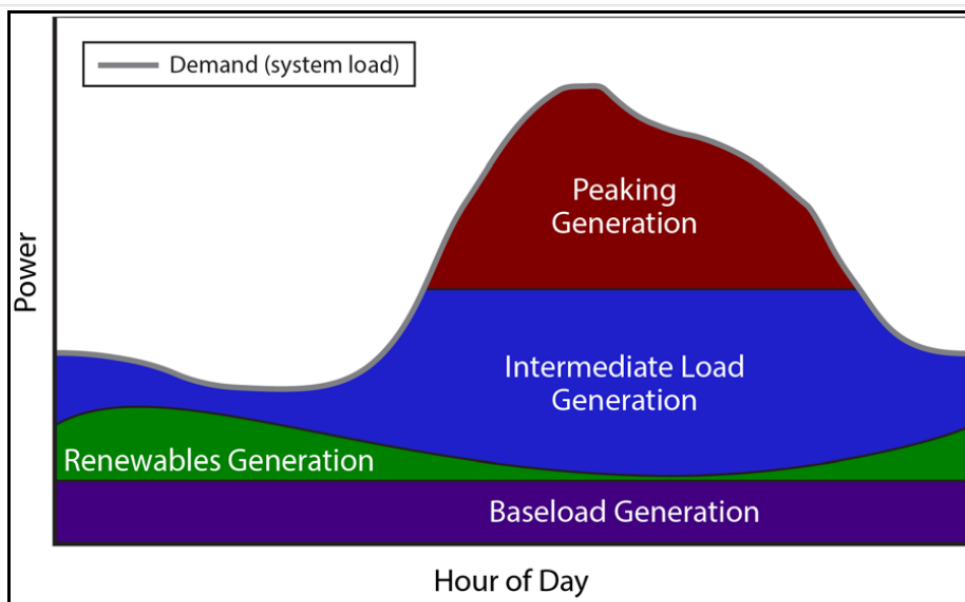


Figura 26. Organización de la generación en la curva de demanda de un día [83].

Normalmente, se usan plantas de generación para realizar el seguimiento de la carga. Para el seguimiento de la carga hacia arriba, la generación se opera de forma tal que la potencia entregada es menor que la potencia nominal del generador (a esto se le llama también “operación a carga parcial”). Por consiguiente, el calor específico de la planta, el costo del combustible y las emisiones aumentan. Este modo de operación les permite a los operadores aumentar la potencia de salida del generador según lo necesiten para realizar el seguimiento de la carga hacia arriba con el objetivo de alimentar la carga creciente. Para el seguimiento de la carga hacia abajo, la generación comienza con una potencia de salida alta, incluso llegando a ser su potencia nominal y esta potencia va disminuyendo conforme la carga disminuye.



Estos escenarios de operación son importantes porque la operación de la generación a carga parcial requiere mayor cantidad de combustible por MWh producido y como resultado un incremento de las emisiones por MWh. Variar la potencia de salida de los generadores (en vez de operar a potencia generada constante) también aumentará la necesidad de realizarle mantenimiento al generador y por lo tanto aumentará los costos de O&M del mismo. Además, si una planta de generación que quema combustibles fósiles tiene que apagarse durante las horas de valle, conllevará a un gran incremento en el consumo de combustible, costos de O&M y emisiones. La fiabilidad de la planta también se verá afectada, resultando en la necesidad de incurrir en grandes gastos para comprar la energía que la sustituya.

Los sistemas de almacenamiento son muy adecuados para realizar el seguimiento de la carga por muchos motivos. Primero, la mayoría de los tipos de almacenamiento pueden operar a niveles de carga parcial con relativamente pequeñas penalizaciones en su desempeño. Segundo, la mayoría de los sistemas de almacenamiento pueden responder muy rápidamente (comparados con la mayoría de los generadores) cuando se necesita más o menos potencia para realizar el seguimiento de la carga. Considerando además que el almacenamiento se puede usar tanto para realizar el seguimiento de la carga hacia arriba (cuando la carga aumenta) como hacia abajo (cuando la carga disminuye), descargándose o cargándose.

En las áreas que están gestionadas por mercados, cuando el sistema de almacenamiento tiene que cargarse para realizar el seguimiento de la carga, esta energía almacenada debe comprarse al precio predominante del mercado. Esto es una consideración importante, específicamente para los sistemas de almacenamiento con baja eficiencia y/o si la energía que se usa para cargarlo es relativamente cara, porque el costo de la energía usada para la carga del almacenamiento (para realizar el seguimiento de la carga) pudiera exceder el valor del servicio del seguimiento de la carga.

Por el contrario, el valor de la energía descargada por el almacenamiento para prestar el servicio de seguimiento de la carga se determina por el precio predominante en el mercado. Dependiendo de las circunstancias (por ejemplo, si el precio para el servicio de seguimiento de la carga no incluye el valor de la energía en el mercado), cuando el almacenamiento se descarga para realizar seguimiento de la carga se juntan dos beneficios, uno que es el valor del servicio del seguimiento de la carga y el de la energía vendida.

Es de notar que en este caso, el almacenamiento compite con la generación distribuida central y acumulada y con la respuesta a la demanda total o las fuentes de gestión de la carga incluyendo las cargas que se pueden interrumpir y el control directo de la carga.

Los sistemas de almacenamiento que se usan para el seguimiento de la carga deben ser fiables o no deben usarse para cumplir obligaciones contractuales asociadas con cumplir las obligaciones del mercado de seguimiento de la carga. Estos sistemas probablemente tengan la necesidad de acceder al AGC del respectivo operador del sistema independiente (ISO). Típicamente, un ISO requiere que la salida de una fuente AGC cambie cada minuto.

Otras consideraciones incluyen estar en concordancia con otros servicios. Los sistemas de almacenamiento grandes/centrales que se usan para el seguimiento de la carga deben complementarse especialmente con otros servicios si la carga y descarga para los otros servicios puede coordinarse. Por ejemplo, los almacenamientos usados para prestar el servicio de capacidad de generación a medio día, podrían cargarse en la tarde, así se disminuye la bajada de la demanda del sistema en estas horas de la tarde.

El seguimiento de la carga podría tener buena sinergia con el aumento de capacidad de las renovables, desplazamiento de la energía eléctrica y posibles aplicaciones de reserva de capacidad de suministro. Si el almacenamiento es distribuido, el mismo sistema de almacenamiento se puede usar para la mayoría de las aplicaciones distribuidas y para el mantenimiento del voltaje [83].

#### **Consideraciones técnicas.**

Rango de tamaños de los sistemas de almacenamiento: 1 – 100 MW

Rango deseado de duración de descargas: 15 minutos – 1 hora.

Ciclos mínimos por año: no aplicable.

#### **3.2.5.2 Control de frecuencia.**

El control de frecuencia es muy similar a la regulación descrita en el epígrafe anterior, excepto que en este, la



reacción al sistema tiene que ser en períodos de tiempo más cortos, de segundos o menos de un minuto cuando hay una pérdida de generación repentina o cuando se pierde una línea de transmisión. Como se muestra en la Figura 27 se necesitan varias acciones de respuesta del generador para contrarrestar este repentino desbalance entre la carga y la generación, para mantener la frecuencia del sistema y la estabilidad de la red. La primera respuesta dentro de los primeros segundos es el control primario de frecuencia producido por la acción del gobernador de las unidades de generación para incrementar su potencia generada, como se muestra en la parte baja de la figura. A esto le sigue la respuesta del control de frecuencia secundario realizado por el AGC que abarca un período de tiempo desde medio minuto hasta varios minutos, mostrado con la línea discontinua. Es importante notar que la rapidez con que la frecuencia decae después de un disparo – pérdida de un generador o una línea – es directamente proporcional a la inercia acumulada en la red en ese instante. La masa rodante de los grandes generadores y/o la masa acumulada de los muchos generadores pequeños colectivamente determinan esta inercia.

El efecto combinado de esta inercia y la acción de los gobernadores determina la rapidez con que la frecuencia decae y se recupera mostrado en la caída pronunciada y su recuperación en la Figura 27. Esta es también la ventana de tiempo en la cual la respuesta de los sistemas de almacenamiento que tienen la capacidad de responder rápidamente como los volantes de inercia y los sistemas de almacenamiento con baterías se destacan estabilizando la frecuencia. La presencia de sistemas que actúan con rapidez garantiza una transición más suave desde el período de falla hasta la operación normal si la frecuencia de la red está entre los parámetros normales. La efectividad de los sistemas de almacenamiento de respuesta rápida ha sido ampliamente demostrada en muchos artículos.

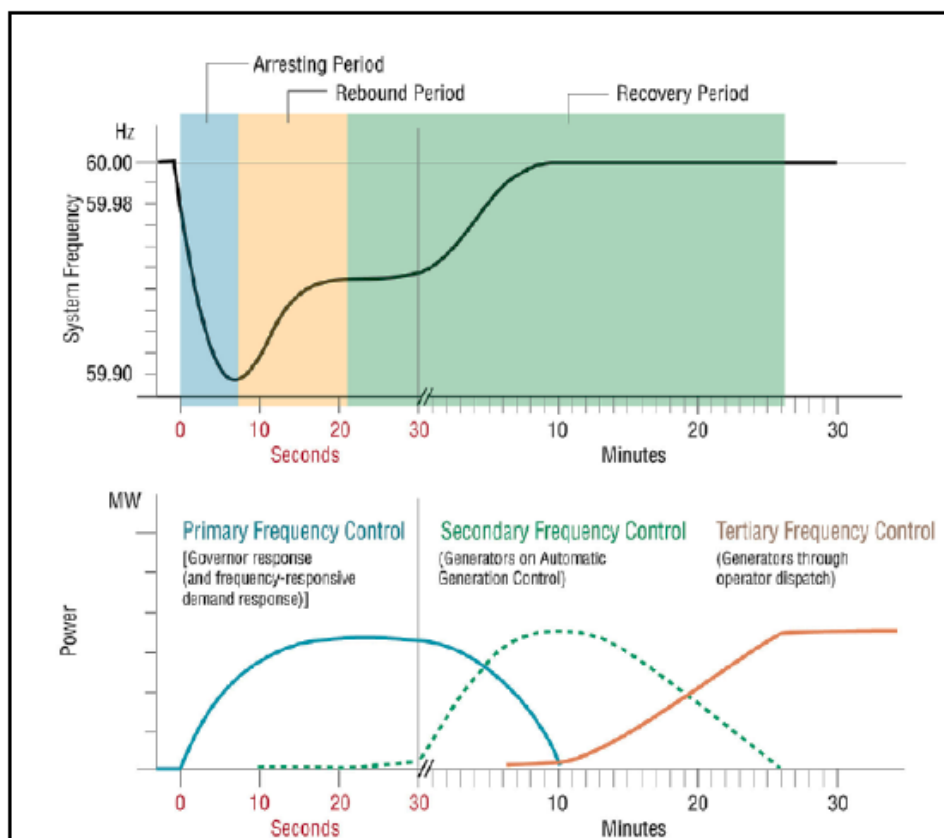


Figura 27. Secuencia de acciones de los controles de frecuencia primarios, secundarios y terciarios seguidos de una repentina pérdida de generación y su impacto en la frecuencia del sistema [83].

El tamaño de los sistemas de almacenamiento que se usan con este fin es proporcional a la red o el área de balance en el cual estos se necesitan. Generalmente, los sistemas de almacenamiento mayores de 20 MW pueden respaldar el control de frecuencia debido a su acción rápida, varios estudios demuestran que la respuesta de estos es el doble de efectiva que la de los generadores convencionales que usan combustibles fósiles, incluyendo las turbinas de combustión (CT) y las unidades de carbón. Sin embargo, la ubicación del sistema de almacenamiento en la red con respecto a las otras plantas de generación, los corredores de transmisión y las cargas juega un papel fundamental en la efectividad del respaldo a la frecuencia [83].

### 3.3 Servicios en las redes de transmisión.

#### 3.3.1 Aplazamiento de las mejoras en las redes de transmisión.

El aplazamiento de las mejoras en las redes de transmisión conlleva retrasar – y en muchos casos evitar completamente – las inversiones en las mejoras de las líneas de transmisión, usando sistemas de almacenamiento relativamente pequeños. Considerando que el sistema de transmisión, a máxima carga eléctrica en el pico se encuentra cerca de alcanzar la máxima capacidad de transferencia de diseño de la línea. En muchos casos, la instalación de un sistema de almacenamiento pequeño aguas abajo del nodo de transmisión sobrecargado más cercano podría aplazar la necesidad de mejora de la línea durante algunos años.

La consideración fundamental es que una pequeña cantidad de almacenamiento puede usarse para proveer suficiente capacidad incremental para aplazar una gran inversión en equipos, para las líneas de transmisión. Haciendo esto se reduce el costo global a los contribuyentes, mejora la utilización de activos útiles, permite el uso de este capital para otros proyectos y reduce el riesgo financiero asociado con las grandes inversiones.

Principalmente, para la mayoría de los nodos del sistema de transmisión, las mayores cargas ocurren solo pocos días del año, durante pocas horas al año. Frecuentemente, las mayores cargas anuales ocurren en un día específico con un pico un poco mayor que en cualquier otro día. Una importante conclusión es que el sistema de almacenamiento usado para esta aplicación puede brindar beneficios significativos con una pequeña o sin necesidad de descarga. Teniendo en cuenta que la mayoría de almacenamientos modulares tienen un alto costo variable de operación, estos podrían ser especialmente atractivos en dichas circunstancias.

Aunque el énfasis en esta aplicación es para el aplazamiento de las mejoras en las redes de transmisión, un uso similar se le podría dar a los almacenamientos para extender la vida útil de los equipos en las redes de transmisión. Si el uso de un sistema de almacenamiento reduce la carga de un equipo existente que está cerca de su vida útil esperada, el resultado podría ser extenderle la vida. Esto puede ser muy beneficioso para equipos en el sistema de transmisión como pueden ser los transformadores viejos y los cables soterrados.

La Figura 28 muestra el uso de un sistema de almacenamiento para el aplazamiento de la transmisión. El gráfico de abajo muestra un almacenamiento descargándose un día determinado para compensar la sobrecarga del transformador de una subestación, como se muestra en el gráfico de arriba. El sistema de almacenamiento se recarga cuando la carga en el alimentador se reduce en la tarde. Alternativamente el sistema de almacenamiento se puede cargar más tarde en la noche, siempre y cuando se encuentre disponible para alimentar un pico de carga que el transformador pueda ver en los días posteriores [83].

#### Consideraciones técnicas.

Rango de tamaños de los sistemas de almacenamiento: 10 – 100 MW

Rango deseado de duración de descargas: 2 – 8 horas.

Ciclos mínimos por año: 10 – 50.

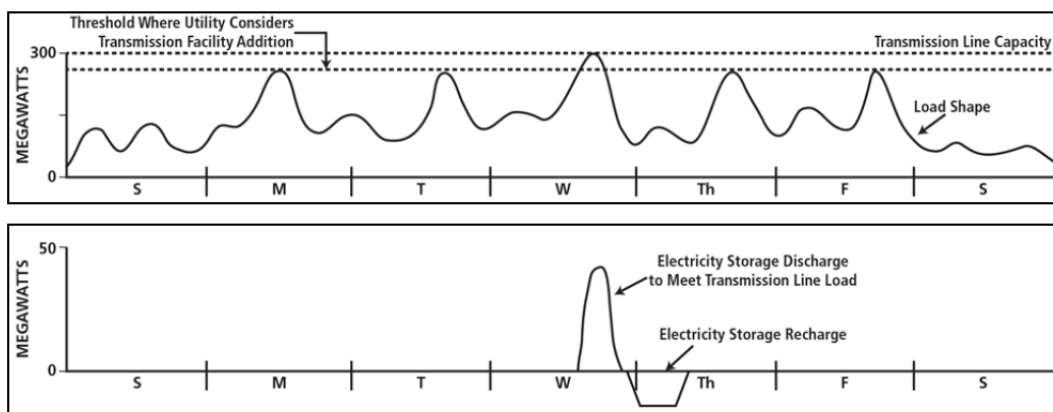


Figura 28. Sistema de almacenamiento usado para la disminución de la carga en los sistemas de transmisión y distribución [83].

### 3.3.2 Alivio de la congestión en la transmisión.

La congestión en la transmisión ocurre cuando hay energía a bajo costo disponible pero esta no puede llegar a las cargas, debido a que las instalaciones en la transmisión no son adecuadas para distribuir esa energía. Cuando el aumento en la capacidad de la transmisión no mantiene el ritmo de crecimiento en el pico de la demanda eléctrica el sistema de transmisión se congestiona. Entonces, durante los picos de demanda, aumenta la necesidad y el costo del aumento en la capacidad de la transmisión junto con los cargos al acceso del sistema de transmisión. La congestión en la transmisión puede también llevar al incremento en los costos de la congestión o el precio marginal local (LMP) para el mercado de electricidad en ciertos nodos de la transmisión.

Los sistemas de almacenamiento se pueden usar para evitar los cobros y costos relacionados con la congestión, especialmente si los costos se vuelven grandes debido a una congestión grande en el sistema de transmisión. En este servicio, los sistemas de almacenamiento se deben instalar en lugares aguas abajo de la porción congestionada del sistema de transmisión. La energía se almacena cuando no hay congestión en la transmisión y se descarga (durante los períodos de pico de demanda) para reducir los picos en la capacidad del sistema de transmisión.

La duración de descarga que se necesita para estos sistemas no se debe generalizar debido a la gran cantidad de opciones que aparecen. Como ocurre con el servicio de Aplazamiento de las mejoras en la transmisión, este puede requerir solo pocas horas al año cuando se requiera alivio en la congestión. Generalmente los cargos por congestión ocurren solo en pocas ocasiones durante el año cuando hay muchas horas consecutivas de congestión en la transmisión.

La Figura 29 muestra la respuesta del almacenamiento para aliviar la congestión en las líneas de transmisión. La figura de arriba muestra cuatro ocasiones en la cual la carga excede la capacidad de transmisión de la línea. El gráfico de abajo muestra la descarga del sistema de almacenamiento en estas cuatro ocasiones y su recarga durante la noche cuando la carga del sistema es más baja y la transferencia por la línea es mucho menor.

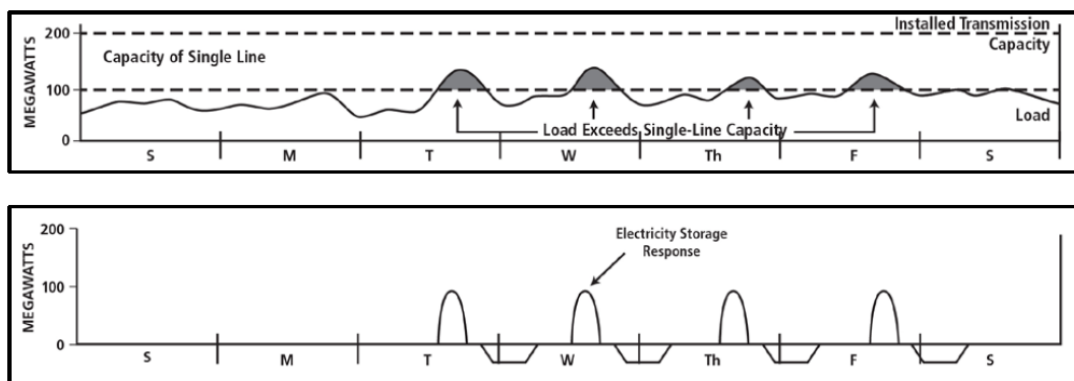


Figura 29. Uso del sistema de almacenamiento para aliviar la congestión en las líneas de transmisión.

#### Consideraciones técnicas.

Rango de tamaños de los sistemas de almacenamiento: 1 – 100 MW

Rango deseado de duración de descargas: 1 – 4 horas.

Ciclos mínimos por año: 50 – 100

### 3.3.3 Otros usos relacionados.

Los sistemas de almacenamiento de energía usados para el respaldo de la transmisión mejoran el funcionamiento de estos sistemas mediante la compensación de anomalías eléctricas y disturbios como las caídas de voltaje, inestabilidades de voltaje y resonancia subsíncrona. El resultado es un sistema más estable. Es similar al servicio auxiliar de estabilidad de red. Los beneficios del respaldo a la transmisión dependen mucho de la situación y lugar donde se ubican. A continuación se describen dos casos:

- **Mejora de la estabilidad en la transmisión:** Aumento de la capacidad de transferencia mejorando la estabilidad dinámica de la red.
- **Amortiguamiento de la resonancia subsíncrona:** Se aumenta la capacidad de la línea permitiendo mayores niveles de compensación serie mediante la modulación de la potencia activa y/o reactiva a la frecuencia de resonancia subsíncrona.

Los sistemas de almacenamiento de energía deben ser capaces de responder en tiempos inferiores al segundo, deben operar a estado de carga parcial y deben soportar muchos ciclos de carga-descarga. Los sistemas de almacenamiento que son más beneficiosos para brindar el respaldo a la transmisión son los que pueden entregar potencia activa y reactiva. Las duraciones típicas de descarga para este servicio son entre uno y 20 segundos. La Figura 30 muestra dos gráficas que ilustran la respuesta de un sistema de almacenamiento para una caída momentánea de voltaje y una desviación en el ángulo de fase que se mantiene durante pocos segundos, como se muestra en el gráfico superior. La respuesta del almacenamiento es una rápida descarga y recarga para amortiguar la oscilación causada por la caída de voltaje y la desviación en el ángulo de fase. Como se muestra en el gráfico inferior el almacenamiento debe ser muy rápido y requiere mucha capacidad de potencia pero poca de energía.

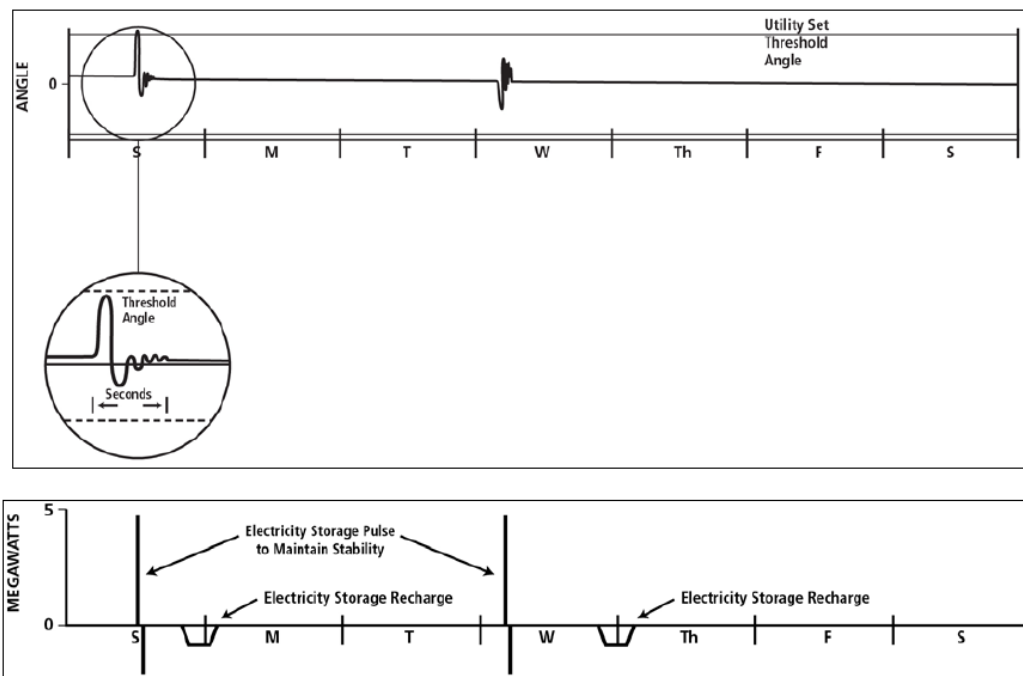


Figura 30. Almacenamiento para aumentar la estabilidad en la transmisión.

### Consideraciones técnicas.

Rango de tamaños de los sistemas de almacenamiento: 10 – 100 MW

Rango deseado de duración de descargas: 5 segundos – 2 horas.

Ciclos mínimos por año: 20 – 100

## 3.4 Servicios en las redes de distribución.

### 3.4.1 Aplazamiento de las mejoras en las redes de distribución y control de voltaje.

El aplazamiento en las mejoras de las redes de distribución conlleva usar un sistema de almacenamiento para atrasar o evitar inversiones que de otra forma serían necesarias para mantener la adecuada capacidad en las redes de distribución, para alimentar todas las cargas. El aplazamiento de las mejoras podría ser el reemplazo de un transformador de distribución viejo o sobre cargado en una subestación o instalar conductores más

gruesos en una línea de distribución.

Cuando un transformador se sustituye por uno de mayor capacidad, la capacidad de este se selecciona de forma tal que se tenga en cuenta el crecimiento de la carga en un período de unos 15 a 20 años. Por lo tanto, gran parte de esta inversión es sub utilizada la mayoría del tiempo de vida útil del equipo. La instalación del nuevo transformador puede aplazarse usando un sistema de almacenamiento para descargar el transformador durante los períodos de pico, así se extiende su vida operacional durante varios años. Si el sistema de almacenamiento se encuentra dentro de un contenedor, de forma tal que se pueda trasladar físicamente, se pudiera mover a otras subestaciones que lo necesitaran una vez deje de necesitarse, para así maximizar el retorno de la inversión.

El resultado de esta estrategia es que también se puede disminuir el riesgo siempre presente de que el crecimiento de la carga planeado no ocurra, lo que podría echar por tierra la inversión hecha en la distribución. Este podría ser el caso cuando una inversión grande, como un gran supermercado o un barrio residencial, no se materializan debido a que el constructor retrasa o cancela el proyecto después de que la infraestructura eléctrica ya se ha desarrollado para el incremento de la nueva carga. El almacenamiento no solo permite el aplazamiento del punto de decisión de la mejora, sino que también da tiempo para evaluar con certeza si el incremento de la carga se materializará, tiempo que podría ser de dos a tres años.

Los sistemas de almacenamiento que se usan para el aplazamiento de las mejoras en las redes de distribución podrían apoyar simultáneamente en el control de voltaje en las líneas de distribución. Los equipos regulan el voltaje dentro de límites específicos mediante los reguladores de los taps de los transformadores en las subestaciones de distribución y capacitores variables para alimentar el reactivo de las cargas. Esto es especialmente importante en las líneas radiales largas, donde se encuentre una carga grande, como un equipo de soldadura de arco, o un panel fotovoltaico residencial, podría causar inaceptables desviaciones de voltaje en los clientes cercanos. Estas fluctuaciones de voltaje podrían ser amortiguadas efectivamente con una cantidad mínima de potencia real entregada por un sistema de almacenamiento.

La Figura 31 muestra el uso del almacenamiento para el aplazamiento de mejoras en las redes de distribución. El gráfico de abajo muestra la descarga del almacenamiento un día determinado para compensar la alta carga en el transformador de la subestación, como se muestra en el gráfico de arriba. El almacenamiento se carga cuando la carga del alimentador se reduce al final de la tarde. Alternativamente, el almacenamiento puede recargarse durante la noche de forma tal que esté operativo para servir el pico de carga que el transformador pudiera experimentar al siguiente día [83].

### Consideraciones técnicas.

Rango de tamaños de los sistemas de almacenamiento: 50 kW – 10 MW

Rango deseado de duración de descargas: 1 – 4 horas.

Ciclos mínimos por año: 50 – 100

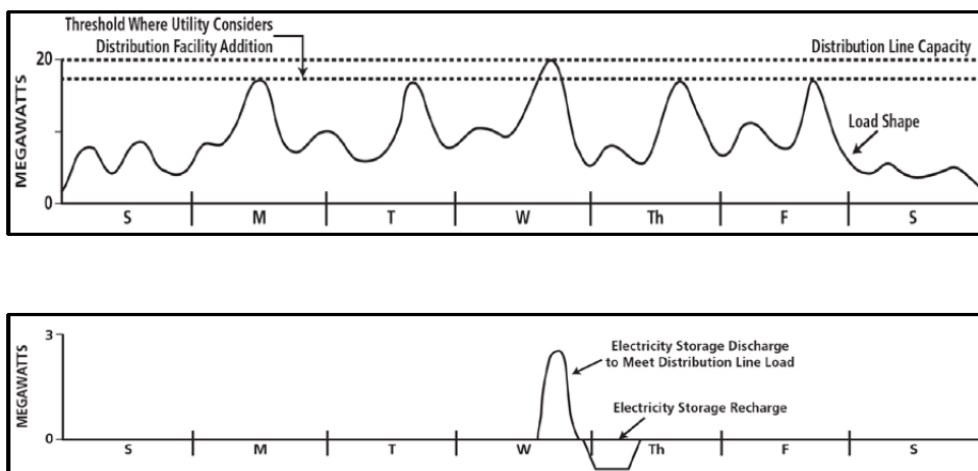


Figura 31. Almacenamiento usado para el aplazamiento de mejoras en la distribución [83].

### 3.5 Servicio de gestión energética del cliente.

#### 3.5.1 Calidad de la energía.

El servicio de calidad de la energía eléctrica significa usar sistemas de almacenamiento para proteger las cargas de los consumidores que se encuentran aguas abajo (de los sistemas de almacenamiento) contra eventos de corta duración que afectan la calidad de la energía servida a las cargas de los consumidores. Algunas manifestaciones de la mala calidad de la energía se incluyen a continuación:

- Variaciones en la magnitud del voltaje (por ejemplo, picos o caídas de pequeña duración, sobretensiones o caídas de voltaje de larga duración).
- Variaciones en la frecuencia de 60 o 50 Hz a la cual se transfiere la potencia.
- Bajo factor de potencia (voltaje y corriente excesivamente fuera de fase entre ellos).
- Presencia de armónicos (por ejemplo, presencia de corrientes o voltajes a frecuencias diferentes de la principal).
- Interrupciones del servicio, de cualquier duración, que están en el rango de un segundo hasta muchos segundos.

Típicamente, la duración de descarga que tiene que soportar el sistema de almacenamiento para prestar este servicio varía desde pocos segundos hasta varios minutos. Los sistemas de almacenamiento in situ monitorean la calidad de la energía de la instalación y se descargan lo necesario para amortiguar las perturbaciones, de forma tal que sean transparentes para la carga. El gráfico de arriba, de la Figura 32 muestra un pico de voltaje de 50 V y el gráfico de abajo muestra el sistema de almacenamiento absorbiendo ese pico de 50 V para mantener constante el voltaje de 480 V de la carga. Estas anomalías en el suministro de electricidad a los clientes, que pueden ocurrir muchas veces en rápidas sucesiones debido a eventos en las redes de transmisión y distribución de suministros a los clientes, tienen que corregirse para proteger a los equipos sensibles de estos y las cargas de los clientes [83].

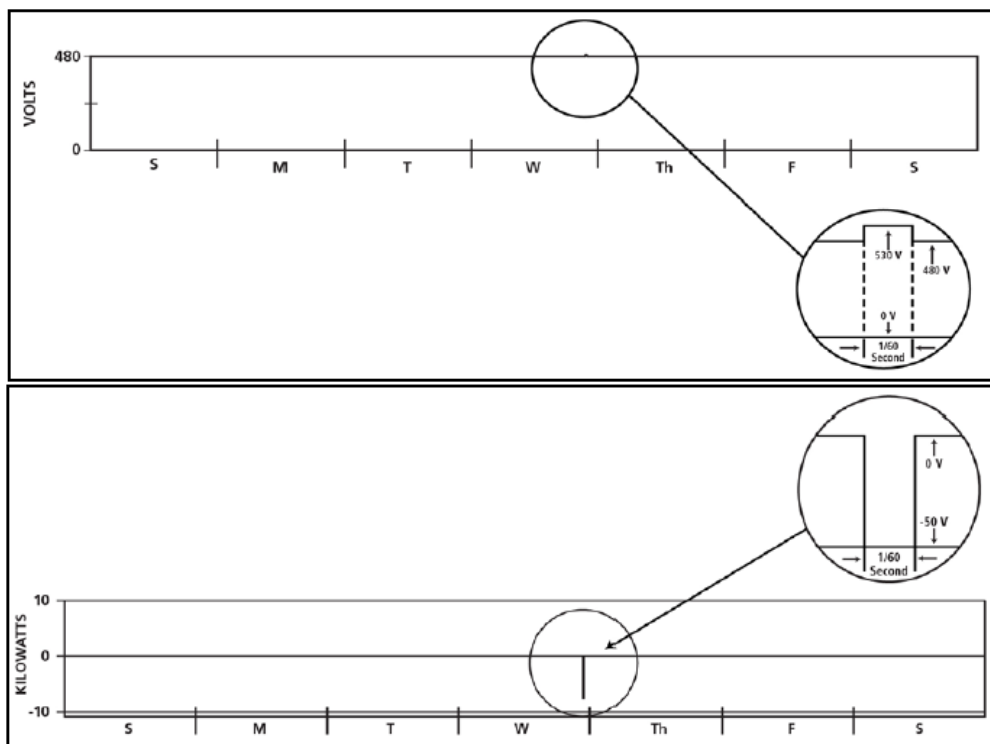


Figura 32. Almacenamiento para mejorar la calidad de la energía en el lado del consumidor [83].

**Consideraciones técnicas.**

Rango de tamaños de los sistemas de almacenamiento: 100 kW – 10 MW

Rango deseado de duración de descargas: 10 segundos – 15 minutos.

Ciclos mínimos por año: 10 – 200

**3.5.2 Mejora de la fiabilidad.**

Un sistema de almacenamiento puede alimentar de forma efectiva las cargas de los clientes cuando existe una pérdida total de suministro eléctrico. Este servicio requiere que tanto el sistema de almacenamiento como las cargas de los clientes se encuentren aislados durante el corte de suministro y que sea capaz de resincronizarse a la red cuando el suministro se restablece. La capacidad de energía del sistema de almacenamiento con respecto al tamaño de la carga que está protegiendo determina el tiempo que el almacenamiento puede servir a la carga. Este tiempo se puede extender mediante la instalación de un generador diesel que suplementa el almacenamiento y pueda continuar alimentando la carga para una interrupción más larga, que sobrepase la capacidad del almacenamiento.

El sistema de almacenamiento puede ser propiedad del dueño de la carga y estar bajo la supervisión de este a todas horas. Otra forma de operación alternativa es que el almacenamiento sea propiedad de la compañía suministradora y se trata como un equipo controlable que alimenta a un consumidor, además debe estar disponible para la compañía en caso de que sea necesario reducir la demanda [83].

**3.5.3 Desplazamiento en el tiempo de la venta de energía eléctrica a los clientes.**

El desplazamiento en el tiempo de la venta de energía eléctrica a los clientes significa un sistema de almacenamiento que se usa por los consumidores finales de energía (clientes de la compañía eléctrica) para reducir sus consumos globales de energía y con ello el costo de esta. Los clientes cargan el almacenamiento durante las horas de valle cuando el precio de la energía es bajo, después descargan esta energía cuando se aplican los precios de la energía para las horas de pico. Esta aplicación es similar al desplazamiento en el tiempo de la energía eléctrica, aunque aquí los precios de la energía se basan en la tarifa eléctrica para el cliente, mientras que para cualquier hora el precio para el desplazamiento en el tiempo de la energía se refiere al precio del mercado eléctrico.

Por ejemplo, en la Figura 33 se muestra un precio hipotético de la energía en el pico (TOU). Este se aplica para los clientes comerciales e industriales desde mayo hasta octubre, de lunes a viernes, cuya máxima potencia contratada está por debajo de los 500 kW. Como se muestra en la figura, el precio de la energía es alrededor de los 32 cents/kWh en el pico (12:00 m a 6:00 pm), los precios durante el pico parcial (8:30 am a 12:00 pm y de 6:00 pm a 9:30 pm) son de alrededor de 15 cents/kWh y durante el valle (9:30 pm a 8:30 am) los precios están alrededor de los 10 cents/kWh. La máxima duración de descarga en este caso se determina basándose en la tarifa. Por ejemplo, para la tarifa hipotética que se asume hay seis horas en el período de pico (12:00 m a 6:00 pm). El valor estándar que se asume en este caso es cinco horas de duración de descarga.

**Consideraciones técnicas.**

Rango de tamaños de los sistemas de almacenamiento: 1 kW – 1 MW

Rango deseado de duración de descargas: 1 – 6 horas.

Ciclos mínimos por año: 50 – 250



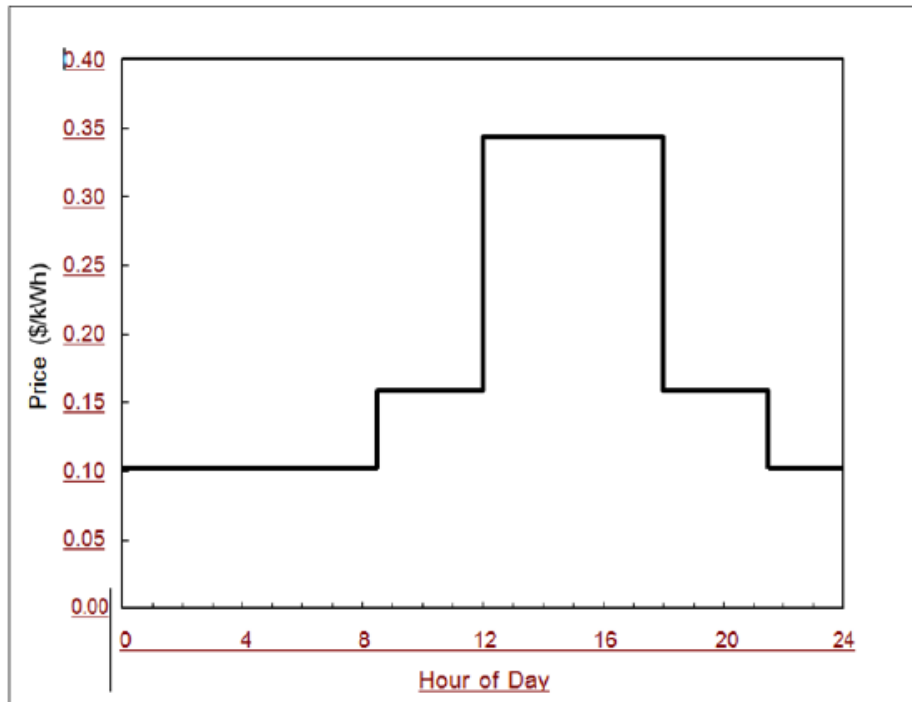


Figura 33. Precios de la energía por hora para pequeños clientes comerciales e industriales en el período de verano.

### 3.5.4 Gestión del costo de la demanda.

El almacenamiento de energía puede ser usado por los usuarios (clientes de la compañía eléctrica) para reducir sus costos globales de electricidad reduciendo su demanda durante los períodos de pico especificados por la compañía. Para evitar un cargo adicional por la demanda, las cargas deben reducirse durante todas las horas del período de recargo por la demanda, usualmente durante un período específico de tiempo (de 11:00 am a 5:00 pm) y en días específicos (con mayor frecuencia los días entre semana). En muchos casos, el recargo por demanda se aplica si la carga está presente durante un período de tiempo de solo 15 minutos, en las horas del día y durante los meses cuando se aplican los recargos a la demanda.

Los recargos a la demanda más significativos son los que se basan en la máxima carga durante el período de pico de la demanda (por ejemplo, 12:00 m a 5:00 pm) en los meses respectivos. Aunque menos comunes, se aplican otros recargos adicionales para otros dos tipos: cargas parciales que ocurren durante las mañanas y los atardeceres y durante los días entre semana de invierno; y la carga base o recargos a la instalación de la demanda que son los que se basan en la demanda máxima sin importar el día ni el mes en el que ocurren.

Debido a que hay un recargo a la demanda de instalación durante la carga del sistema de almacenamiento, la cantidad que se paga por la instalación compensa los beneficios que se obtienen de reducir la demanda durante las horas en que se aplican los recargos por el pico de demanda. Teniendo en cuenta el siguiente ejemplo: El recargo de pico de demanda (durante los días de verano por las tardes de 12:00 m a 5:00 pm) es \$10/kW-mes y el costo anual de instalación de demanda es de \$2/kW-mes. Durante la noche, cuando se carga el almacenamiento, se incurre en el recargo de \$2/kW de instalación de la demanda; cuando el almacenamiento se descarga al mediodía (cuando se aplica el recargo a máxima demanda) se evita el precio de \$10/kW-mes. La reducción de recargo de demanda neto en el ejemplo es de:

$$\$10/\text{kW-mes} - \$2/\text{kW-mes} = \$8/\text{kW-mes}$$

El precio de la energía eléctrica se expresa en \$/kWh usado, mientras que los recargos de demanda se expresan en \$/kW de máxima potencia instalada. La tarifa con recargos a la demanda tiene precios separados para la energía y la potencia (recargos a la demanda). Por consiguiente, estos recargos se calculan para determinado mes, así estos se expresan, por lo general, usando la unidad \$/kW-mes.

Para reducir la carga cuando los recargos a la demanda son altos, el sistema de almacenamiento se carga cuando no se aplican estos recargos, o cuando los mismos son bajos. (Presumiblemente, el precio de cargar el



almacenamiento también es bajo). La energía cargada se descarga para alimentar la carga durante los períodos de tiempo en que se aplican los recargos a la demanda. Por lo general, el almacenamiento puede descargarse durante cinco o seis horas, dependiendo de las cláusulas de la tarifa aplicada.

Si se observa la Figura 34, en ella se muestra una carga perteneciente a una fábrica que es aproximadamente constante a 1 MW durante tres turnos. Durante las mañanas y las tardes la carga del cliente y la demanda neta de este son iguales a 1 MW. Por las noches, cuando el precio de la energía es bajo, la demanda neta de la instalación es el doble debido a que el almacenamiento se está cargando y absorbe 1 MW, aprovechando el bajo precio de la energía y la carga normal que el cliente requiere para su operación es de otro MW. Durante las horas pico (de 12:00 m a 5:00 pm, en el ejemplo) el almacenamiento se descarga (a razón de 1 MW) para servir la carga del cliente de 1 MW, así se elimina la demanda del cliente que ve la red.

En el ejemplo de la figura, el almacenamiento tiene una eficiencia del 80 %, si se descarga por 5 horas, este debe cargarse por  $5 \text{ horas} / 0.8 = 6.25 \text{ horas}$ .

Las 1.25 horas adicionales de carga se necesitan para compensar las pérdidas de energía. Si se aplican los recargos de instalación de la demanda, estos se calcularían en los 2 MW (demanda neta) que se usan para abastecer a la carga del cliente y al almacenamiento.

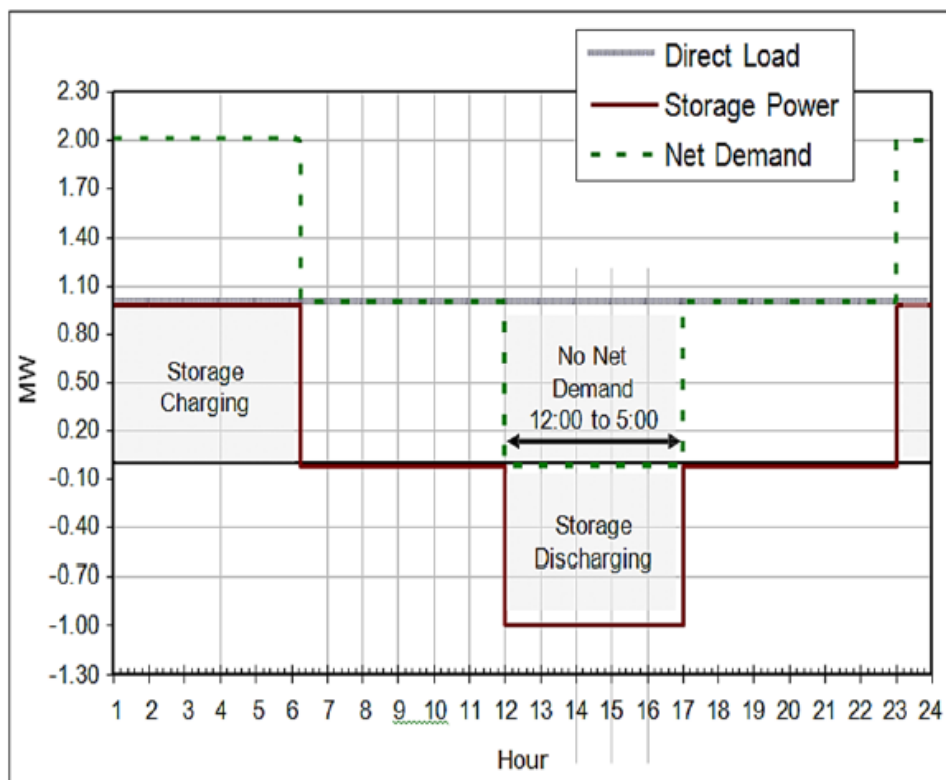


Figura 34. Reducción de la demanda en el pico mediante el uso de un sistema de almacenamiento.

Aunque es el cliente quien adquiere el beneficio, en este escenario, puede ser que el diseño, adquisición, costos de compra, etc. sean un reto para muchos usuarios futuros, especialmente para aquellos con relativamente pequeños picos de carga.

En el siguiente ejemplo, la duración de descarga de la planta de almacenamiento se basa en una hipotética tarifa aplicable. Por ejemplo, una hipotética tarifa TOU Media General con medición de demanda que define seis horas de pico desde las 12:00 m a las 6:00 pm. Se asume que el almacenamiento requiere cinco horas de duración de carga.

La Figura 35 muestra un ejemplo donde los picos de carga exceden el umbral establecido por el primer pico del mes que ocurre el lunes por la tarde. Esto establece el nivel para lo que queda de mes, las cargas deben permanecer por debajo de este umbral para evitar las penalizaciones por demanda [83].

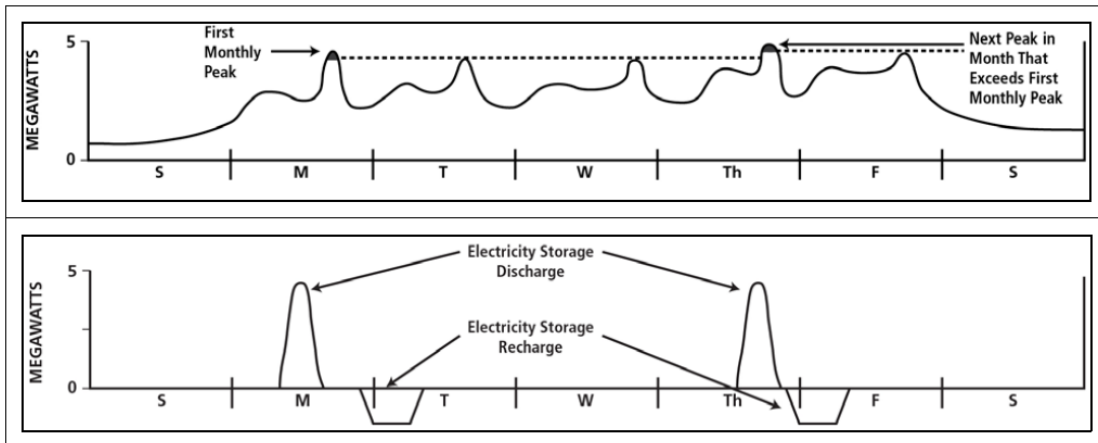


Figura 35. Almacenamiento para gestión de la demanda por parte del cliente [83].

### 3.6 Servicios mixtos – Combinaciones de uso.

Los sistemas de almacenamiento se pueden usar para cualquiera de los servicios que se mencionan en este capítulo, pero por lo general no se usan para un único servicio, debido a que no genera suficiente beneficio para justificar su inversión. Sin embargo, la flexibilidad del almacenamiento puede ser una ventaja para prestar servicios múltiples o conjuntos, o diferentes usos con un solo sistema de almacenamiento que obtenga un gran flujo de ingresos y sea económicamente viable. La forma en que se unen los servicios depende de la localización del sistema dentro de la red y la tecnología de almacenamiento usada. Sin embargo, debido a restricciones regulatoras y operacionales, unir los servicios es un proceso que requiere una planificación cuidadosa y debe considerarse caso por caso.

En [83] the California Public Utility Commission's (CPUC), en el procedimiento de almacenamiento de energía R1012007, se han considerado y estudiado una serie de usos de almacenamientos de electricidad por muchos accionistas. CPUC divide los tipos de usos en tres categorías generales basadas en la localización del almacenamiento como se muestra en la Tabla 15. Cuando el almacenamiento se conecta a nivel de la transmisión, puede brindar servicios relacionados con la red a mercados auxiliares bajo el control de ISO mediante subastas dentro del mercado. El almacenamiento también puede actuar para brindar capacidad al sistema en el pico. Cuando se conecta en los circuitos de distribución estos pueden ayudar a resolver problemas locales de subestaciones específicas (como mitigar problemas de voltaje, aplazar inversiones para mejoras, etc.) mientras proveen servicios auxiliares a la red. Si se colocan aguas abajo del metrocontador, en el lado del cliente, los sistemas de almacenamiento pueden disminuir la carga pico del cliente y reducir la factura de electricidad además de mejorar la calidad de la energía y la fiabilidad.

<b>Tipos de uso.</b>	<b>Categorías.</b>
Sistemas de almacenamiento conectados a la transmisión.	Sistemas de almacenamiento que manejan gran cantidad de energía.
	Servicios auxiliares.
	Sistemas de almacenamiento de generación in situ.
	Fuente variable de energía in situ.
Sistemas de almacenamiento conectados a la distribución.	Sistemas distribuidos para alimentación en el horario de pico.
	Sistemas de almacenamiento ubicados en subestaciones de distribución.
	Almacenamiento de energía en comunidades.
Sistemas de almacenamiento conectados aguas abajo del metro del cliente.	Gestión de la factura del cliente.
	Gestión de la factura del cliente con participación en el mercado.
	Sistema de control aguas abajo del metro contador.
	Desplazamiento de carga permanente.
	Carga de vehículos eléctricos.

Tabla 15. Tipos de uso de los sistemas de almacenamiento según la Comisión de Instalación Pública de California.





total, incluyendo los proyectos anunciados, contratados, retirados del servicio, desconectados o en reparación, operacionales y en construcción. En la segunda columna solo se incluyen los proyectos que están operacionales en la actualidad y la tercera representa el porcentaje de los operacionales frente al total. Se puede observar que hay varios países con el 100 % de su capacidad en operación mientras que hay otros que es un poco por debajo.

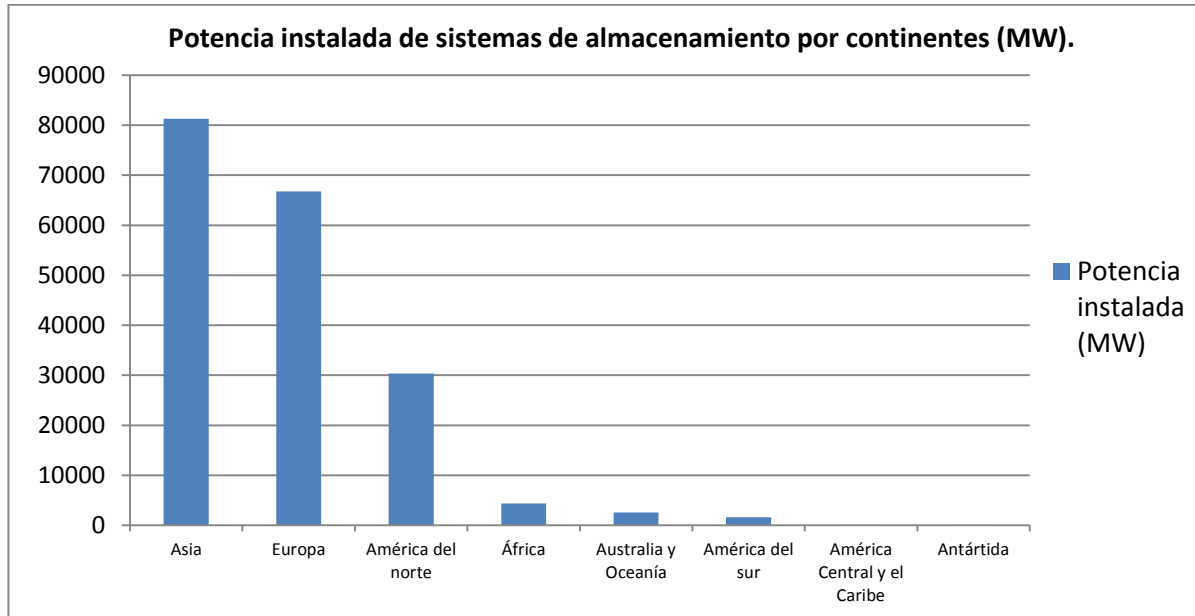


Figura 37. Potencia instalada de sistemas de almacenamiento por continentes en MW.

País	Potencia instalada total (MW)	Operacionales (MW)	Porcentaje (%)
Antártida	1	1	100.00
Argentina	974	974	100.00
Aruba	5		0.00
Australia	2 558.775	2 551.42	99.71
Austria	5 180.064	4 808.064	92.82
Bélgica	1307	1307	100.00
Bolivia	2.2	2.2	100.00
Brasil	20	20	100.00
Islas Vírgenes Británicas	1		0.00
Bulgaria	1052	1052	100.00
Canadá	608.375	185.015	30.41
Cabo Verde	0.028	0.028	100.00
Chile	637.3	73.3	11.50
China	33 318.87	23 684.92	71.09
Croacia	281.74	281.74	100.00
República Checa	1 215.04	1 215.04	100.00
Dinamarca	1.621	1.621	100.00
Guinea Ecuatorial	5		0.00
Islas Feroe	2.3		0.00
Finlandia	1.2		0.00
Francia	5 935.554	5 823.092	98.11
Guinea Francesa	1.6		0.00
Polinesia Francesa	1		0.00
Alemania	7 771.130	6 966.277	89.64
Grecia	1 338.8	699	52.21
Hong Kong	4		0.00
Hungría	0.5	0.5	100.00
India	7 013.29	5 072.29	72.32

Indonesia	1 040.4	0.4	0.04
Irán	1 040	1 040	100.00
Irlanda	299.68	296.86	99.06
Israel	425.05	0.05	0.01
Italia	7 732.517	7 083.217	91.60
Japón	28 861.626	25 468.326	88.24
Jordania	20		0.00
Kazajistán	25		0.00
Kenia	0.6		0.00
Corea del Sur	4 751.008	4 736.338	99.69
Lituania	900	900	100.00
Luxemburgo	1 096	1 096	100.00
Madagascar	0.015	0.015	100.00
Malasia	15		0.00
Maldivas	0.4		0.00
Martinica	0.12	0.12	100.00
Méjico	0.39		0.00
Marruecos	975.65	465	47.66
Holanda	15.34	3.59	23.40
Nueva Zelanda	0.008	0.008	100.00
Nigeria	1.1		0.00
Noruega	967.065	967	99.99
Filipinas	759	709	93.41
Polonia	1 744.8	1 744.8	100.00
Portugal	3 550.305	1 592.605	44.86
Catar	2.25	0.25	11.11
Rumanía	53.3	53.3	100.00
Rusia	2 228.925	1 248.9	56.03
Arabia Saudí	0.02		0.00
Serbia	614	614	100.00
Eslovaquia	1 017.16	1 017.16	100.00
Eslovenia	185.01	185	99.99
Sudáfrica	3 412.03	1 680.01	49.24
España	9 046.026	7 931.026	87.67
Suecia	8.075	8.075	100.00
Suiza	6 429.385	2 688.155	41.81
Taiwán	2 608.002	2 608.002	100.00
Tailandia	1 391	1 391	100.00
Ucrania	3 173	905	28.52
Emiratos Árabes Unidos	8	8	100.00
Reino Unido	3 585.161	3 240.656	90.39
Estados Unidos de América	29 738.147	21 378.442	71.89

Tabla 16. Potencia instalada de sistemas de almacenamiento por países en MW.

## 4.2 Potencia instalada y número de proyectos por tipos de tecnologías.

A continuación se muestra la cantidad de proyectos existentes por tecnologías y la potencia instalada de cada una de ellas. En la Tabla 17 se puede apreciar que las hidroeléctricas reversibles, a pesar de tener muchos menos proyectos que la suma de las otras tecnologías, estas solo representan el 4.36 % de la potencia nominal total de los proyectos. Esto se debe, en primer lugar a que la tecnología de hidroeléctricas reversibles está mucho más madura que las otras, por lo tanto tiene un mayor desarrollo; y en segundo lugar que los proyectos de esta tecnología por lo general tienen un gran tamaño. Exactamente el número de proyectos de las hidroeléctricas reversibles representan el 24.61 % del total de proyectos existentes en el mundo a día de hoy. En la Figura 38 se puede observar que la potencia instalada de hidroeléctricas reversibles representan el 95.64 % de la potencia total instalada.

Tipo de tecnología	Número de proyectos	Potencia nominal (MW)
Electro-química	781	1 931
Almacenamiento mediante hidroeléctrica reversible	345	178 797
Almacenamiento térmico	200	3 614
Electro-mecánico	67	2 607
Almacenamiento mediante hidrógeno	9	6

Tabla 17. Cantidad de proyectos y potencia nominal por tecnologías.

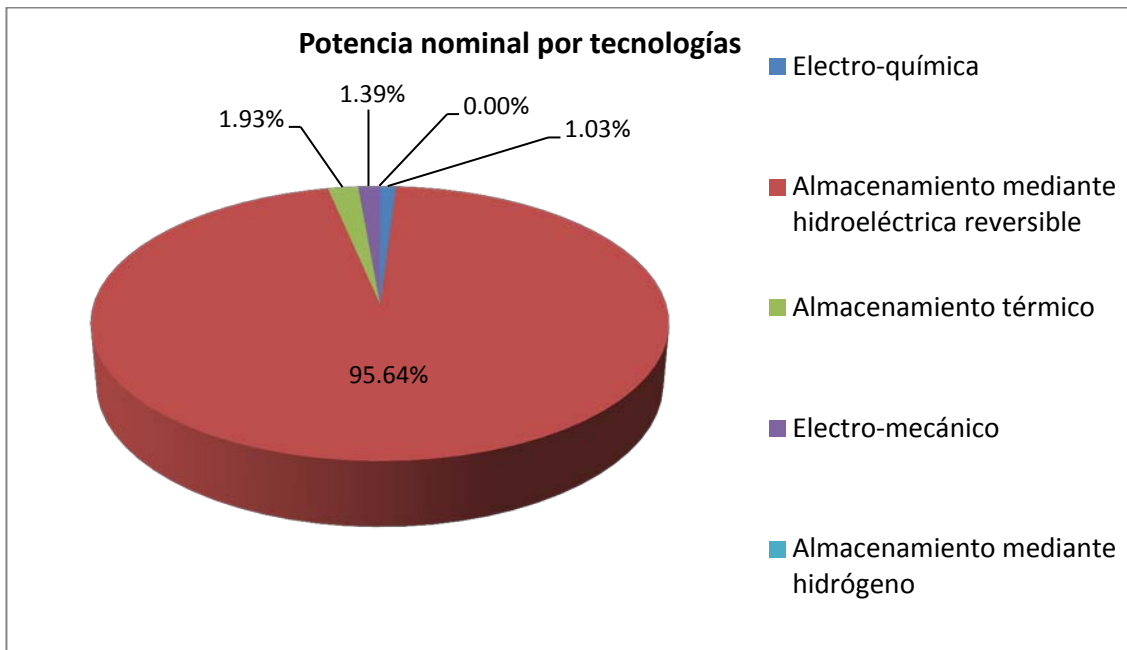


Figura 38. Potencia nominal de almacenamientos por tecnologías.

### 4.3 Evolución de la instalación de proyectos de almacenamiento de energía por tipos de tecnologías.

A continuación se analizará la instalación de proyectos de almacenamiento de energía a lo largo del tiempo en el mundo. La Figura 39 muestra los valores desde antes de 1978 hasta 2015. En las gráficas solo se analizan los proyectos que se encuentran operativos hasta el momento. Posteriormente se analizarán los que se pretenden instalar, esto significa los que están anunciados, contratados o en construcción.



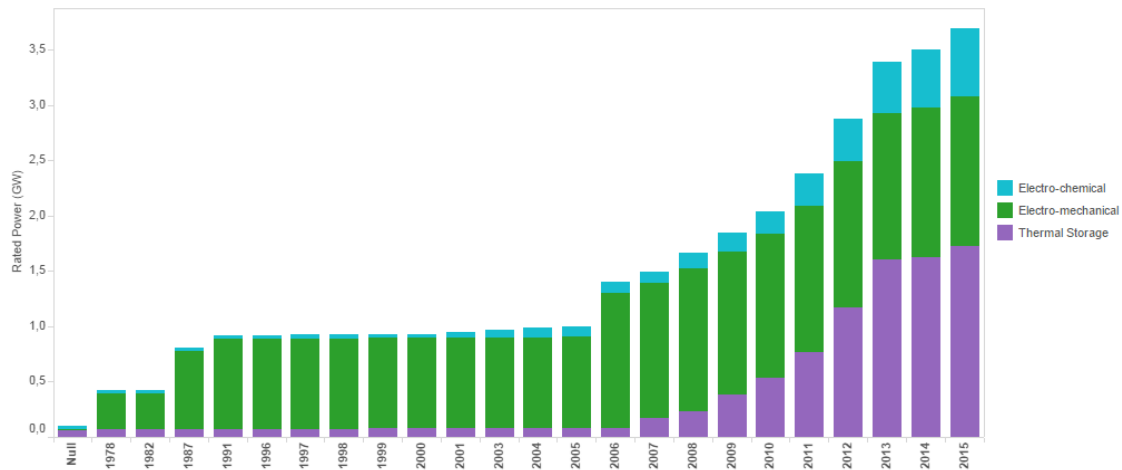


Figura 39. Instalación de proyectos a lo largo del tiempo.

En la Figura 39 se realiza el análisis de la evolución de proyectos instalados a lo largo del tiempo de tres tecnologías generales: electroquímica, electromecánica y almacenamiento térmico. En esta figura no se entra en detalles de los tipos específicos de almacenamiento por tecnología, posteriormente se realizará un análisis más detallado. En la gráfica se aprecia que antes de 1978 la instalación de proyectos usando tecnología electroquímica todavía era muy baja siendo de 30 MW y de almacenamiento térmico de unos 70 MW, además no existía ningún proyecto de tecnología electromecánica. En 1978 las plantas electroquímicas y de almacenamiento térmico se mantuvieron prácticamente igual pero irrumpe la tecnología electromecánica experimentando un crecimiento de 300 MW, siendo este un gran avance, en el 1987 esta misma crece hasta los 700 MW y luego hasta los 800 MW en el 1991. Así se mantiene todo prácticamente constante hasta que en el año 2001 comienza a crecer la instalación de proyectos electroquímicos. A partir del año 2006 las tres tecnologías que se analizan experimentan un crecimiento gradual llegando a una potencia instalada en 2015 de 1720 MW de almacenamiento térmico, 1350 MW de electromecánico y 610 MW de electroquímico, llegando a un total de 3680 MW aproximados en conjunto de las tres tecnologías con un total de 647 proyectos en el mundo.

Estados Unidos cuenta con un gran desarrollo de las tres tecnologías, siendo las plantas más grandes las siguientes:

- McIntosh CAES Plant de 110 MW de tecnología electromecánica, más específicamente es un sistema de almacenamiento de aire comprimido.
- TAS Texas Cooperative de 90 MW, almacenamiento térmico.
- Solana Solar Generating Plant de 280 MW, almacenamiento térmico.
- Nevada Solar One Solar Power Plant de 72 MW, almacenamiento térmico.
- Además cuenta con otras muchas plantas más pequeñas de las tres tecnologías analizadas.

En Japón existen gran cantidad de proyectos pequeños de tecnología electroquímica. En Sudáfrica se encuentra el almacenamiento térmico Kaxu Solar One de 100 MW.

Otro gran exponente mundial de almacenamiento térmico es España con muchos proyectos de 50 MW construidos hasta el momento. Entre los que se encuentran Arcasol, Termesol y Andasol en Cádiz, Granada, Ciudad Real, Badajoz. Además de otros más pequeños de las tres tecnologías.

En el resto de Europa existen grandes proyectos de tecnología electromecánica, en Alemania existen dos:

- Kraftwerk Huntorf, de 321 MW.
- Max Planck Institute ASDEX-Upgrade Pulsed Power Supply System, de 387 MW.

En Reino Unido se encuentra el proyecto EFDA JET Fusion Flywheel de 400 MW y en República Checa el Institute of Plasma Physics (IPP) Flywheel System de 70 MW.

Una vez analizadas las tecnologías anteriores se analiza la instalación de proyectos de almacenamiento de hidrógeno. Esta no se pone en la anterior gráfica porque cuenta con muchos menos MW instalados y no se

apreciaría bien junto con las otras tecnologías. En la Figura 40 se muestran los MW instalados. Se aprecia que antes del 2013 la capacidad instalada era muy baja, solo existía en funcionamiento una pequeña planta piloto de 0.15 MW, la University of Corsica MYRTE Test Platform, en Francia. En el 2013 se construyeron otras cuatro plantas en Alemania, llegando hasta los 2.87 MW instalados. Esta cantidad sigue siendo muy baja en comparación con las otras tecnologías. Esto se debe a que el proceso de almacenar energía mediante hidrógeno es muy caro. Esta tecnología es la menos madura hasta el momento por lo que se prevé que futuros avances científicos en este campo abaraten el uso de la misma y con él se produzca un gran crecimiento en la instalación de este tipo de almacenamiento de energía.

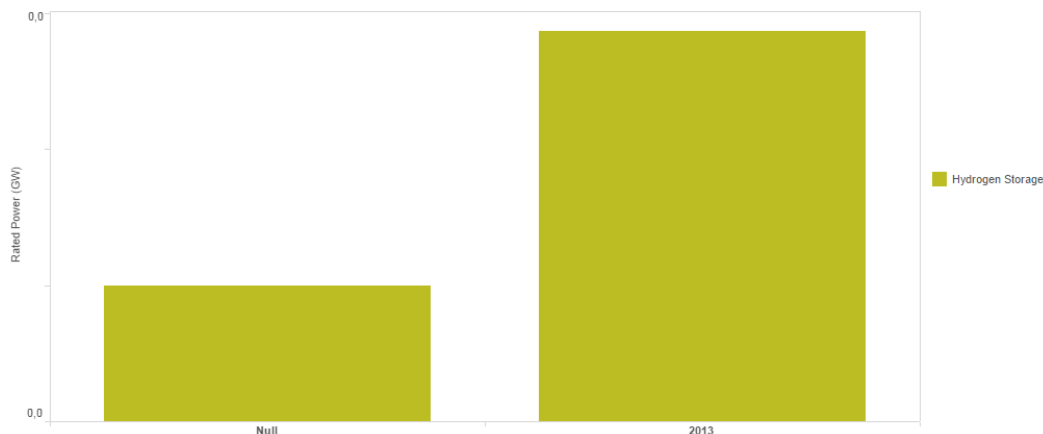


Figura 40. Potencia instalada de sistemas de almacenamiento mediante hidrógeno en MW.

A continuación se analizará la potencia instalada de almacenamiento usando hidroeléctricas reversibles. Se decidió analizarlo por separado porque esta tecnología es la más madura hasta el momento y se podría apreciar mejor si se analiza por separado. En la gráfica de la Figura 41 se observa el crecimiento que ha experimentado este tipo de tecnología. Antes de 1905 (fecha en la cual comienza la gráfica) la potencia instalada era de 6.41 GW. Estas plantas de almacenamiento de energía se usaron por primera vez en Italia y Suiza en la década de 1890. Se puede apreciar que ya para esa fecha la potencia instalada era alta en comparación incluso con la suma de las potencias instaladas de las otras tecnologías en la actualidad. En el año 1964 comenzó a incrementarse los MW instalados a lo largo del mundo y en 1973 hay un gran escalón de incremento llegando hasta los 31.49 GW, el crecimiento no se detiene y así hasta llegar a los 142.09 GW instalados actuales en 292 proyectos. Esta tecnología está bastante desarrollada en Estados Unidos, Europa, India, China, Japón, Tailandia, Australia y Sudáfrica. Existiendo en estos países proyectos de más de 500 MW. El mayor proyecto de esta tecnología instalado en el mundo es el Bath County Pumped Storage Station con una potencia nominal de 3003 MW. Se encuentra en Virginia, Estados Unidos y mayormente se usa en el desplazamiento de energía en el tiempo. El tiempo de duración de descarga de esta planta es de 10 horas y 18 minutos a plena carga. Además existen otros proyectos grandes de más de 1000 MW y muchos otros de cientos de MW. Como se ha expresado anteriormente este tipo de tecnología es muy adecuada para construir proyectos de gran cantidad de potencia debido a que es necesario construir una represa en una zona elevada para almacenar agua en los períodos de baja demanda de electricidad. Esto posibilita una fuente de almacenamiento, que es por lo general muy grande ya que las represas son grandes.

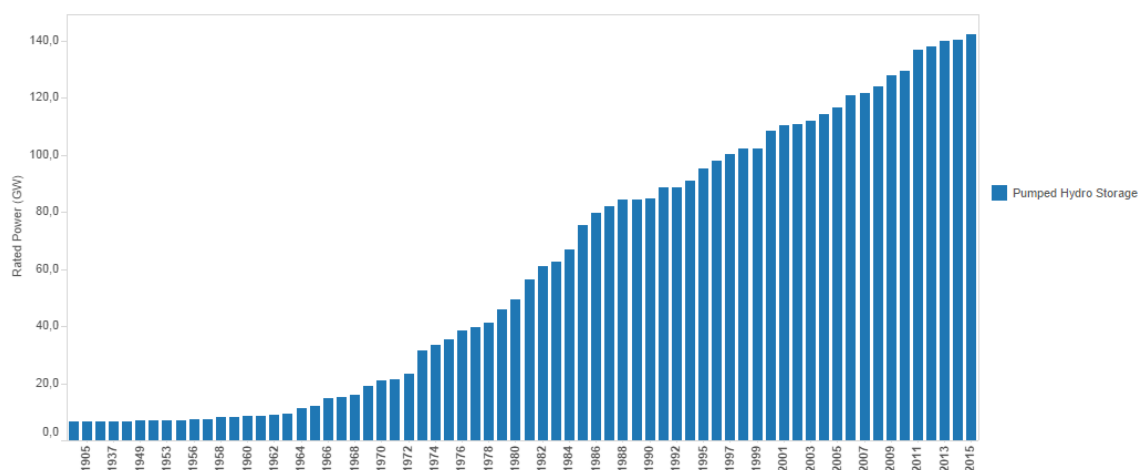


Figura 41. Potencia instalada de hidroeléctricas reversibles a lo largo del tiempo.

#### 4.4 Potencia instalada de cada tipo de tecnología por países.

A continuación se hará un análisis de la capacidad instalada por tipo de tecnología en cada país. La Tabla 18 muestra la potencia instalada operacional de cada uno de los grupos de tecnologías analizados anteriormente desglosada por países. Es de destacar que las hidroeléctricas reversibles tienen el mayor porcentaje de potencia instalada en los países que está presente. Como se ha dicho anteriormente, este tipo de tecnología es la más madura y por lo tanto, la que más presencia tiene en el ámbito internacional.

País	Hidroeléctricas reversibles (MW)	Electro-químicas (MW)	Electro-mecánicas (MW)	Plantas de hidrógeno (MW)	Almacenamiento térmico (MW)
Antártida		0.5	0.5		
Argentina	974				
Aruba					
Australia	2 541.7	5.9	1		3
Austria	4 808	0.064			
Bélgica	1 307				
Bolivia		2.2			
Brasil	20				
Islas Vírgenes Británicas					
Bulgaria	1 052				
Canadá	174	9	2.66		0.015
Cabo Verde		0.028			
Chile	30.8	32			10.5
China	23 635	48.42			1.5
Croacia	281.74				
República Checa	1 145	0.04	70		
Dinamarca	0.006	1.615			
Guinea Ecuatorial		5			
Islas Feroe					
Finlandia					
Francia	5 812	10.914		0.15	2.5
Guinea Francesa					
Polinesia Francesa					
Alemania	6 228.42	29.267	708.42	2.72	1.5
Grecia	699				

Hong Kong					
Hungría		0.5			
India	5 072	0.115			0.175
Indonesia		0.4			
Irán	1 040				
Irlanda	292	0.3			4.56
Israel		0.05			
Italia	7 070.7	7.397			5.12
Japón	25 371.78	96.546			
Jordania					
Kazajastán					
Kenia					
Corea del Sur	4 700	37.838			
Lituania	900				
Luxemburgo	1 096				
Madagascar		0.015			
Malasia					
Maldivas		0.4			
Martinica		0.12			
Méjico					
Marruecos	465				
Holanda		13.59			
Nueva Zelanda		0.008			
Nigeria					
Noruega	967				
Filipinas	709				
Polonia	1 744.8				
Portugal	1 591.6	0.005	1		
Catar		0.25			
Rumanía	53		0.3		
Rusia	1 245.9	3			
Arabia Saudí					
Serbia	614				
Eslovaquia	1 017.16				
Eslovenia	185				
Sudáfrica	1 580	0.01			100
España	6 889.2	8.026	2.1		1 031.7
Suecia		0.075			8
Suiza	2 687	1.875			
Taiwán	2 608	0.002			
Tailandia	1 391				
Ucrania	905				
Emiratos Árabes Unidos		8			
Reino Unido	2 828	22.311	400.35		
Estados Unidos de América	20 355.7	354.376	169.18		553.401

Tabla 18. Potencia instalada por tipo de tecnología en cada país.

Las siguientes gráficas muestran la misma información que la Tabla 18. En las figuras solo se muestran los 10 países con más potencia instalada de la tecnología que se esté analizando, para hacerlo más fácil a la vista. La Figura 42 muestra los 10 países con más potencia instalada total que se encuentra operacional hasta el momento.

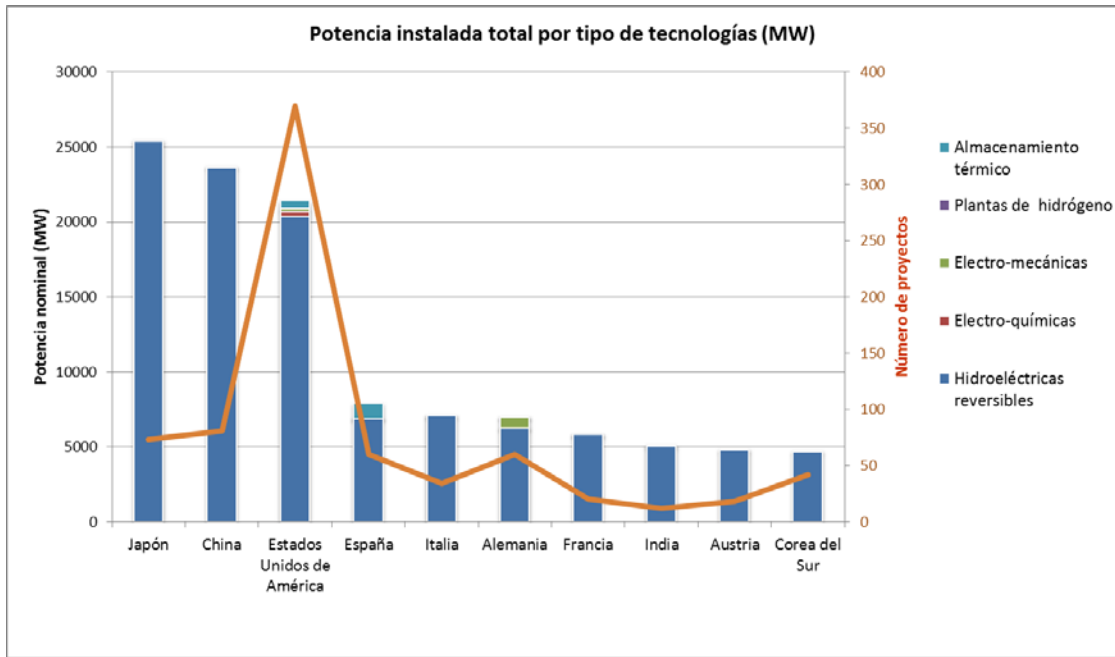


Figura 42. Potencia instalada total por países.

Como se puede apreciar en la Figura 42 los tres países con más potencia instalada en sistemas de almacenamiento de energía y que esté operacional hasta el momento son Japón, China y Estados Unidos. Anteriormente, si se analiza la Tabla 16 esto varía un poco. En potencia instalada total el orden de los países varía, siendo China el país con más potencia instalada seguido de Estados Unidos y Japón. A estos tres países le siguen cuatro países de la Unión Europea siendo España, Italia, Alemania y Francia los que siguen en potencia instalada. En la figura también se analizan la cantidad de proyectos instalados. Se aprecia que Japón y China, a pesar de tener más potencia instalada que Estados Unidos, tienen mucha menos cantidad de proyectos. Esto se debe a que Japón y China tienen más proyectos de almacenamiento mediante hidroeléctricas reversibles, los cuales tienen mucha potencia instalada.

A continuación se hará el análisis de los 10 países con más potencia instalada por tipo de tecnología. En la Figura 43 se analizan los proyectos de hidroeléctricas reversibles instalados en el mundo. Como se puede observar en la gráfica, esta guarda casi la misma forma que la anterior y los países que aparecen en ella son prácticamente los mismos. Esto se debe que este tipo de tecnología representa el mayor porcentaje de plantas conectadas con respecto al total, siendo los otros tipos casi despreciables. Cabe destacar el caso de Alemania, que teniendo la misma cantidad de proyectos que China (27) solo tiene una potencia instalada de 6228.42 MW que representa el 26.35 % de la potencia instalada de China en esta tecnología.

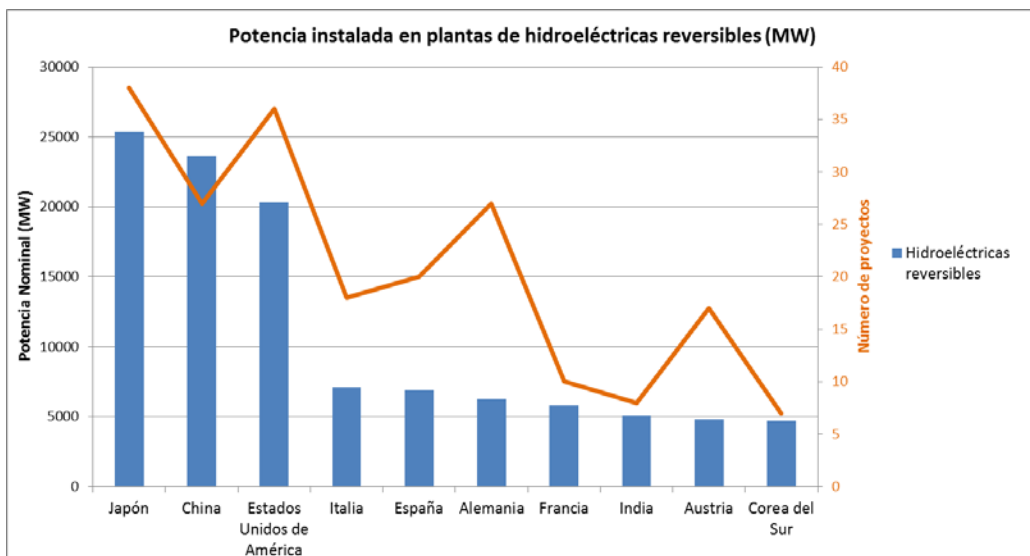


Figura 43. Potencia instalada en plantas de hidroeléctricas reversibles (MW).

En la Figura 44 se analizan los proyectos electroquímicos. Los países punteros en esta tecnología son: Estados Unidos con alrededor de 354.376 MW, Japón con 96.546 MW, China con 48.42 MW, Corea del Sur con 37.838 MW, Chile con 32 MW y Alemania con 29.267 MW. Es de destacar en esta gráfica el bajo número de proyectos con que cuenta Chile, que siendo el quinto país del mundo en potencia instalada de esta tecnología solo cuenta con dos proyectos.

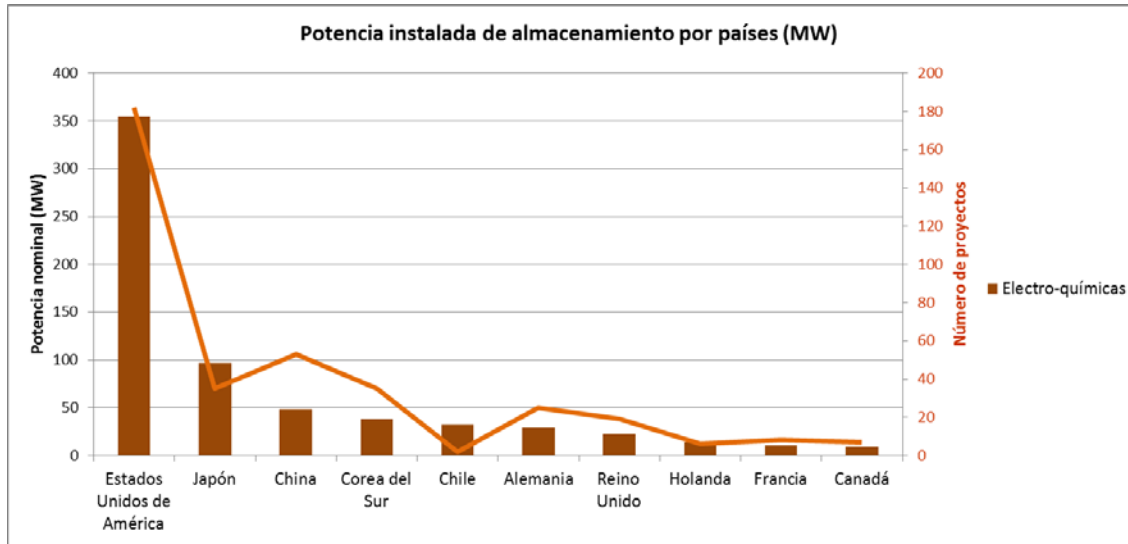


Figura 44. Potencia instalada de almacenamiento electroquímico por países.

En la Figura 45 se analizan los proyectos electromecánicos. En este tipo de tecnología el país con más potencia instalada es Alemania con 708.420 MW, a este país le siguen Reino Unido con 400.350 MW, Estados Unidos con 169.180 MW y República Checa, con 70 MW, los otros países tienen una cantidad instalada despreciable con respecto a estos últimos. En cuanto al número de proyectos se destaca Estados Unidos con 20, mientras que Alemania tiene solo tres.

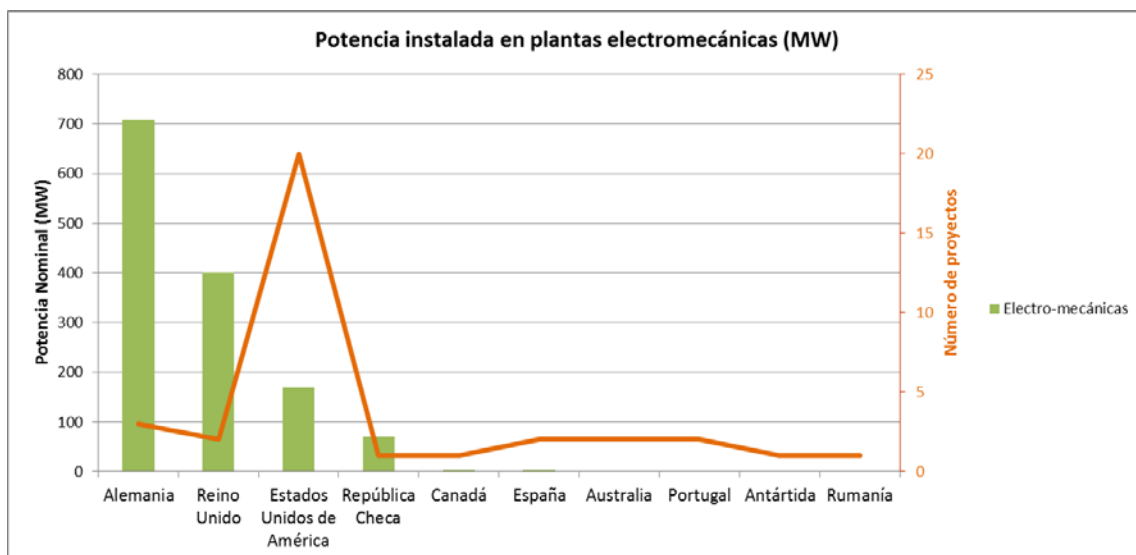


Figura 45. Potencia instalada de almacenamiento electromecánico por países.

En la Figura 46 se muestra la potencia instalada en proyectos de almacenamiento térmico. En esta tecnología nuestro país es el que más potencia instalada posee con 1031.7 MW, seguido de Estados Unidos con 553.401 MW y Sudáfrica con 100 MW. La cantidad instalada en los otros países es despreciable con respecto a estos tres. Como viene siendo habitual la cantidad de proyectos de Estados Unidos es mucho mayor que el resto con 132 proyectos frente a los 24 de España.

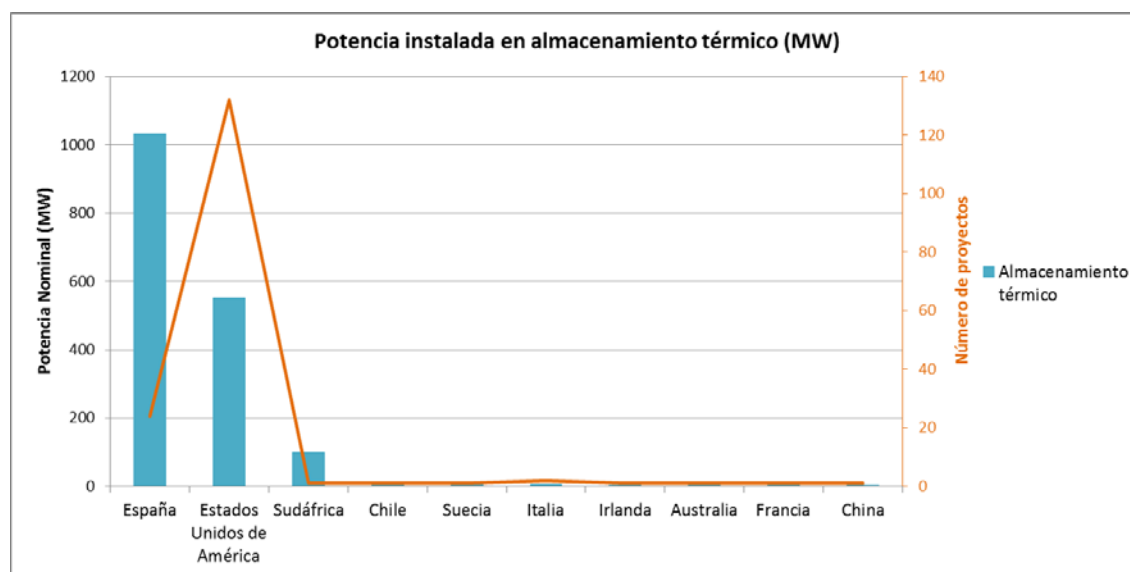


Figura 46. Potencia instalada en almacenamiento térmico por países.

En la Figura 47 se muestra la potencia instalada en proyectos de almacenamiento mediante hidrógeno. Esta tecnología es la menos madura de todas hasta el momento. Solo dos países son los que han apostado por almacenar energía mediante esta vía en sus sistemas eléctricos. Alemania es el líder con 2.75 MW en cuatro proyectos. El otro país que tiene un proyecto de almacenamiento mediante hidrógeno es Francia con un proyecto de 0.15 MW.

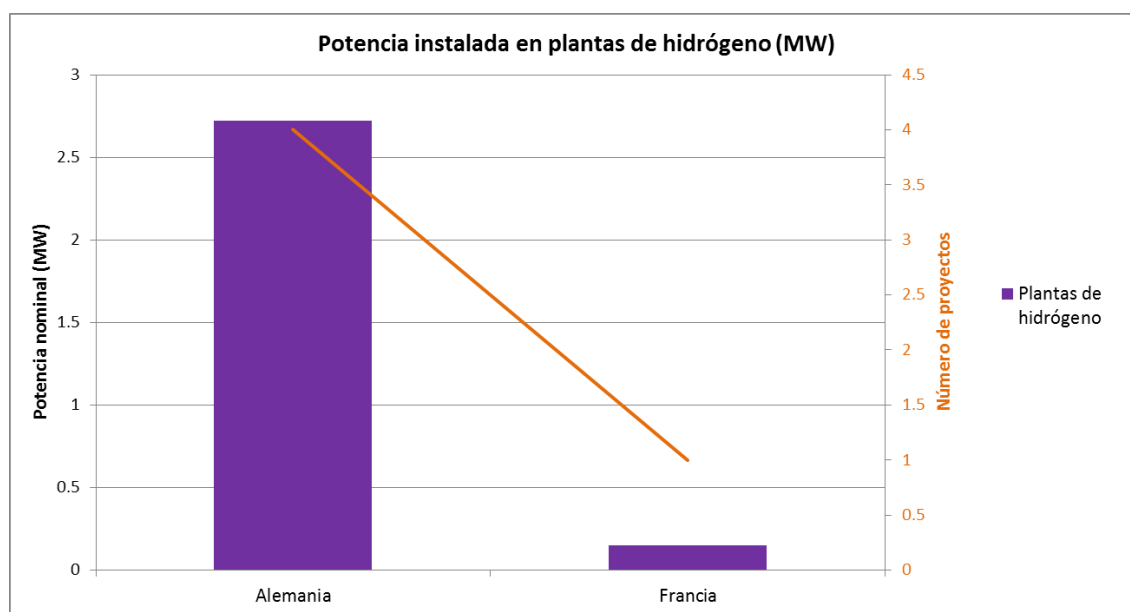


Figura 47. Potencia instalada en plantas de hidrógeno por países.

#### 4.5 Análisis de los servicios que prestan cada tipo de tecnología.

En la página web del DOE Global Energy Storage Database [85] se definen varios tipos de usos que se les pueden dar a los sistemas de almacenamiento en la red dependiendo de dónde se conecten. En el Capítulo # 3 del presente trabajo se realiza una explicación de cada uno de estos servicios. A continuación se listan cada uno de estos.

- Aumento de capacidad de energías renovables.
- Desplazamiento en el tiempo de energía eléctrica.
- Gestión de la factura de la electricidad.

- d) Desplazamiento de generación de energías renovables.
- e) Regulación de frecuencia.
- f) Respaldo de voltaje.
- g) Capacidad de suministro eléctrico.
- h) Desplazamiento de generación de renovables in situ.
- i) Capacidad de suministro de reserva de electricidad – rodante.
- j) Potencia in situ.
- k) Almacenamientos conectados en redes comerciales (para mejorar la fiabilidad y calidad).
- l) Gestión de la factura de la electricidad con renovables.
- m) Servicios de transporte.
- n) Mejoras en la distribución debido a la energía solar.
- o) Almacenamientos conectados en redes residenciales (para mejorar la fiabilidad).
- p) Ramping en la generación.
- q) Seguimiento de la carga (Balance terciario).
- r) Aplazamiento de mejoras en la distribución o transmisión (instalaciones fijas).
- s) Capacidad de suministro de reserva de electricidad – no rodante.
- t) Aumento de capacidad en microrredes.
- u) Respaldo en la transmisión.
- v) Arranque autónomo.
- w) Alivio de la congestión en la transmisión.
- x) Mejora de la distribución debido a la energía eólica.
- y) Aplazamiento de mejoras en la distribución o transmisión (instalaciones móviles).
- z) Mejoras en la transmisión debido a la energía eólica.
- aa) Mejoras en la transmisión debido a la energía solar.

A continuación se hará un análisis de la capacidad que se usa de cada uno de los tipos de tecnologías por servicios. Es de destacar en esta parte, que por lo general un sistema de almacenamiento se usa para varios servicios a la vez, con el objetivo de que salga rentable. Si esto no se hace, es muy difícil sacarle rentabilidad al almacenamiento, ya que por lo general tienen un alto costo de inversión e instalación.

A continuación, la Figura 48 muestra la potencia instalada por tipo de tecnología en tres de los servicios analizados y luego se muestran los servicios que tienen más número de proyectos. Esta figura inicial es general, mostrando todas las tecnologías. Posteriormente se analizarán las tecnologías por separado. Se puede observar que las hidroeléctricas reversibles tienen la mayoría de la potencia instalada en los tres servicios analizados. En total, el servicio más brindado, teniendo en cuenta el número de proyectos, es el b) Desplazamiento en el tiempo de la energía eléctrica (476 proyectos), a este le siguen el g) Capacidad de suministro de eléctrico (371 proyectos) y el a) Aumento de la capacidad de energías renovables (197 proyectos).



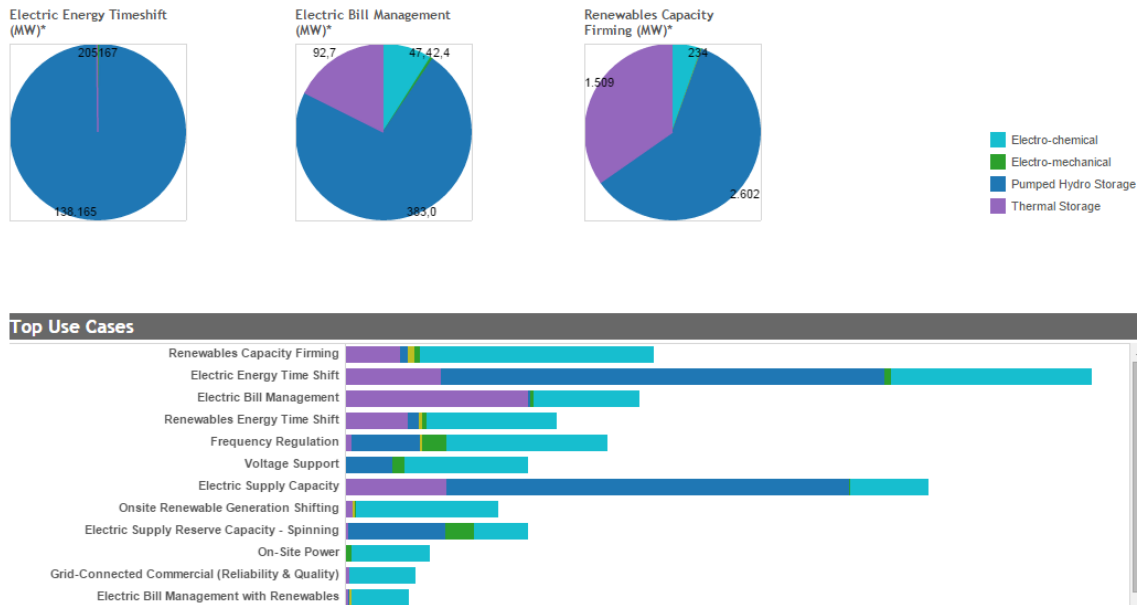


Figura 48. Potencia instalada en tres de los servicios por tecnología y servicios con más número de proyectos.

Teniendo en cuenta el gran número de hidroeléctricas reversibles instalados, en las gráficas de potencia no se pueden apreciar con claridad los otros tipos de tecnología, a continuación se pasa a analizar los otros cuatro tipos, dejando estos a un lado.

En la Figura 49 se muestra la potencia en MW de los sistemas de almacenamiento por tecnología, de tres de los servicios que se mencionan arriba. Los tres servicios que aparecen aquí son los que más número de proyectos tienen sumando la tecnología electroquímica, la electromecánica y los almacenamientos térmicos.

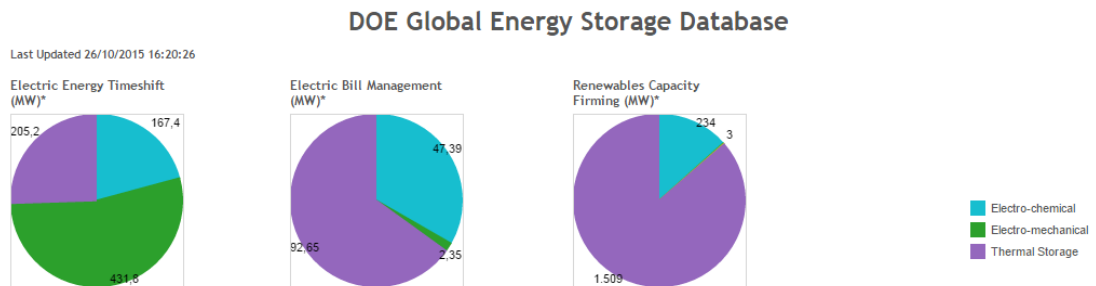


Figura 49. Servicios con mayor potencia instalada en tecnología electroquímica, electromecánica y almacenamiento térmico [85].

El primer servicio que aparece a la izquierda es el b) Desplazamiento en el tiempo de la energía eléctrica. En él se aprecia que 431.8 MW de plantas electroquímicas prestan este servicio, al igual que 205.2 MW de almacenamientos térmicos y 167.4 MW de electroquímicos. En la figura del medio aparece el servicio c) Gestión de la factura de electricidad, en el cual participan 92.65 MW de almacenamiento térmico; 2.35 MW de electromecánico y 47.39 MW de electroquímico. En la figura de la derecha se muestra el servicio a) Aumento de capacidad de renovables, en este servicio tiene un peso fundamental el almacenamiento térmico llegando hasta los 1509 MW, el electroquímico participa con 234 MW y el electromecánico 3 MW.

Si se organizan la suma de proyectos de estas tres tecnologías y los almacenamientos de hidrógeno, teniendo en cuenta los servicios que prestan, los mencionados anteriormente son los que más número de proyectos agrupan. Además de esto, estas tecnologías participan en muchos otros servicios que se mencionan a continuación.

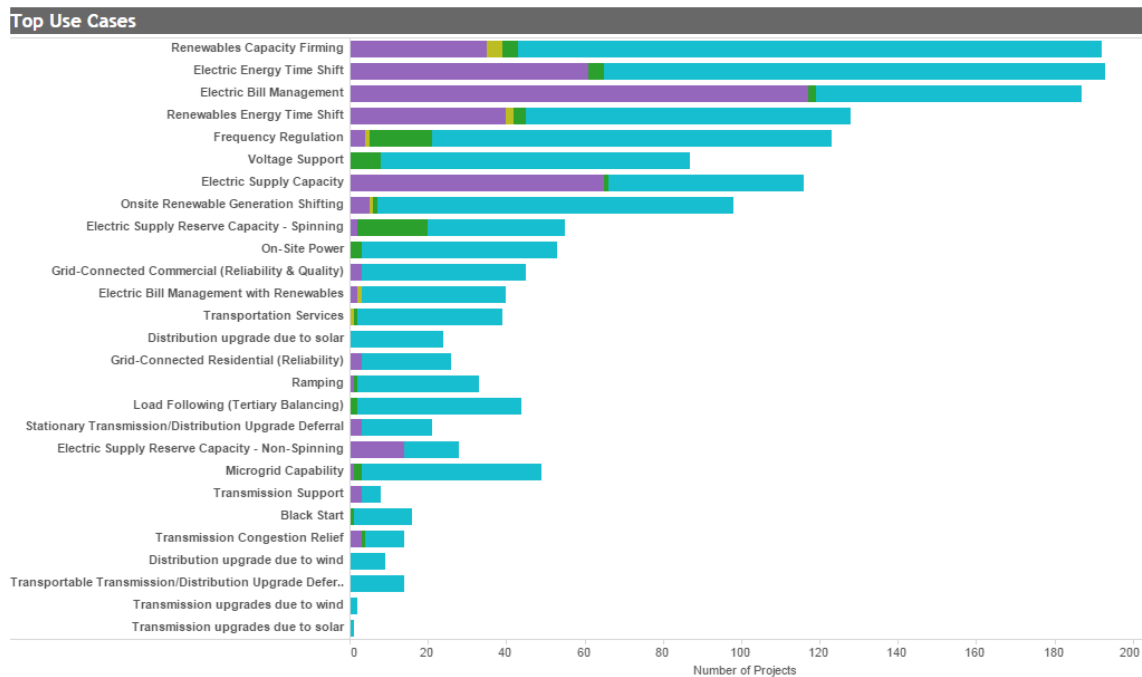


Figura 50. Servicios en los que están presentes los tipos de tecnologías mostrados anteriormente.

Como se puede apreciar en la Figura 50 los tres servicios mencionados anteriormente son en los que más número de proyectos participan teniendo en cuenta las cuatro tecnologías mencionadas. Aunque también existen muchos otros. Analizando las tecnologías por separado, se puede apreciar que los tres servicios en los que más participan la tecnología electroquímica son el a) Aumento de la capacidad de renovables (149 proyectos), b) Desplazamiento en el tiempo de energía eléctrica (128 proyectos) y e) Regulación de la frecuencia (102 proyectos). La tecnología electromecánica, en los tres servicios que más participa son i) Capacidad de suministro de reserva de electricidad – rodante (18 proyectos), e) Regulación de frecuencia (16 proyectos) y f) Respaldo de voltaje (8 proyectos). Los almacenamientos de hidrógeno participan en a) Aumento de la capacidad de renovables (4 proyectos), d) Desplazamiento de generación de energías renovables (2 proyectos) y en tercer lugar hay cuatro servicios con (1 proyecto), estos son e) Regulación de la frecuencia, h) Desplazamiento de generación de renovables in situ, l) Gestión de la factura de la electricidad con renovables y m) Servicios de transporte. Los almacenamientos térmicos participan en la c) Gestión de la factura de electricidad (117 proyectos), g) Capacidad de suministro eléctrico (65 proyectos) y b) Desplazamiento en el tiempo de energía eléctrica (61 proyectos).

En la Figura 51 se muestra el uso de los almacenamientos de hidroeléctricas reversibles tanto por potencia como por cantidad de proyectos. En ella se puede apreciar que por potencia en el servicio b) Desplazamiento en el tiempo de energía eléctrica existe una potencia instalada de 138 165 MW, en el servicio a) Aumento de la capacidad de renovables existen 2602 MW y en el servicio c) Gestión de la factura eléctrica hay 383 MW de potencia instalada.

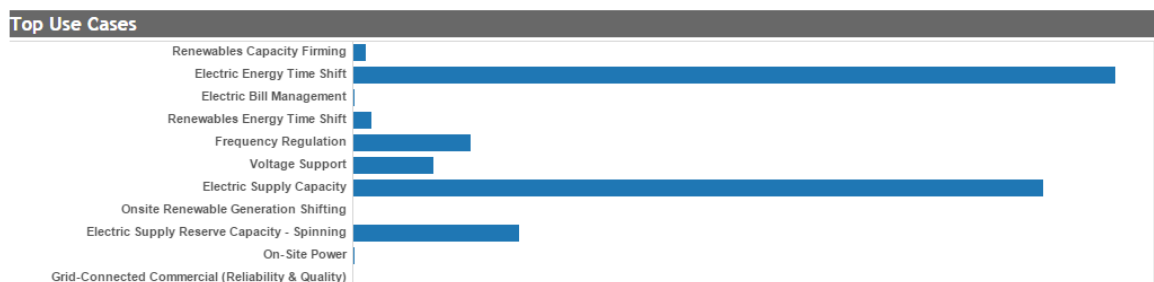
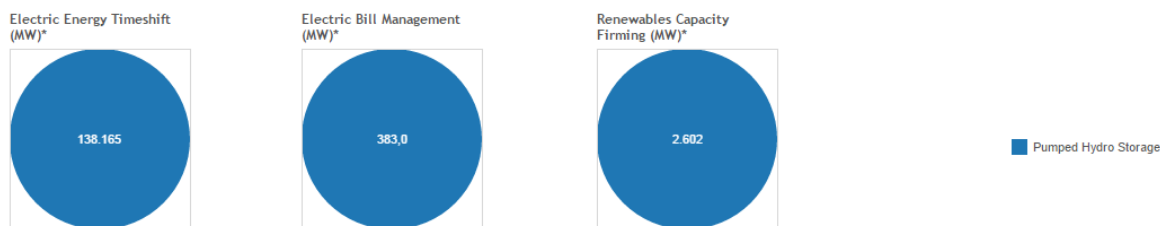


Figura 51. Uso de las hidroeléctricas reversibles tanto por potencia, como por número de proyectos.

Teniendo en cuenta el número de proyectos de esta tecnología, en los servicios que hay más participación son:

- b) Desplazamiento en el tiempo de energía eléctrica (283 proyectos).
- g) Capacidad de suministro eléctrico (256 proyectos).
- i) Capacidad de suministro de reserva de electricidad – rodante (62 proyectos).

La Tabla 19 muestra un resumen de los servicios que más proyectos tienen por tipo de tecnología.

Tipo de tecnología.	Servicio.	Número de proyectos.
Electroquímica.	a) Aumento de la capacidad de renovables.	149
	b) Desplazamiento en el tiempo de energía eléctrica.	128
	e) Regulación de la frecuencia.	102
Electromecánica.	i) Capacidad de suministro de reserva de electricidad – rodante.	18
	e) Regulación de frecuencia.	16
	f) Respaldo de voltaje.	8
Almacenamiento de hidrógeno.	a) Aumento de la capacidad de renovables.	4
	d) Desplazamiento de generación de energías renovables.	2
	e) Regulación de la frecuencia.	1
	h) Desplazamiento de generación de renovables in situ.	1
	l) Gestión de la factura de la electricidad con renovables.	1
	m) Servicios de transporte.	1
Almacenamientos térmicos.	c) Gestión de la factura de electricidad.	117
	g) Capacidad de suministro eléctrico.	65
	b) Desplazamiento en el tiempo de energía eléctrica.	61
Almacenamiento mediante hidroeléctricas reversibles.	b) Desplazamiento en el tiempo de energía eléctrica.	283

	g) Capacidad de suministro eléctrico.	256
	i) Capacidad de suministro de reserva de electricidad – rodante.	62

Tabla 19. Número de proyectos en cada uno de los servicios por tipo de tecnología.

#### 4.6 Desglose de los tipos de tecnologías.

En el Capítulo # 2, Tabla 1 se realizó un desglose general de los tipos de tecnologías. A continuación se hará un análisis de los tipos de tecnologías a los que pertenecen los proyectos de la base de datos en [85]. En esta página web existen tres categorías de tipos de tecnologías, que van desde más general a más específica. En la Tabla 20 se muestran estos tipos.

Tipo de tecnología. Categoría 2.	Tipo de tecnología. Categoría 1.	Tipo de tecnología.
Electroquímica.	Batería de plomo – ácido.	Batería de plomo – ácido.
		Batería de plomo – ácido avanzada.
		Batería de plomo – ácido regulada por válvula (VRLA).
		Sistema híbrido de batería plomo – ácido / capacitor electroquímico.
		Baterías plomo – carbón.
	Capacitor electroquímico.	
	Batería de flujo.	Batería de flujo de hidrógeno – bromo.
		Batería de flujo de hierro – cromo.
		Batería de flujo de oxidación – reducción de vanadio (Vanadium Redox Flow Battery).
		Batería de flujo de zinc – bromuro.
		Batería de flujo de zinc – hierro.
		Batería de flujo de zinc – óxido de níquel.
	Batería de iones de litio (Litio – Ion).	Batería de iones de litio (Litio – Ion).
		Batería Litio – Ion Titanato (LTO).
		Batería de litio – titanato.
		Batería de litio – ferrosulfato (LFP).
		Batería de litio de óxido de manganeso.
		Batería de litio de níquel cobalto aluminio (NCA).
		Batería de litio de níquel manganeso cobalto (NMC).
		Batería de polímero de litio (LIP).
	Batería metal – aire.	Batería de zinc – aire.
	Batería a base de níquel.	Batería de níquel – hierro (NiFe).
		Batería de níquel – metal hidruro (Ni – MH).
		Batería de níquel – cadmio (NiCd).
	Batería a base de sodio.	Batería de ion de sodio (SIB).
		Batería de sodio – cloruro de níquel (Na – NiCl <sub>2</sub> ).
		Batería de sodio – azufre.
Batería de zinc – dióxido de manganeso.		
Electroquímica (Sin especificar).		
Electromecánica.	Almacenamiento de aire comprimido (CAES).	Almacenamiento de aire comprimido (CAES). Sin especificar.
		Almacenamiento de aire comprimido adiabático.
		Almacenamiento de aire comprimido subterráneo.
		Aire comprimido subterráneo isotérmico.
		Almacenamiento subterráneo de los gases producto de la combustión del gas natural.
		Almacenamiento de aire comprimido modular.

		Aire comprimido modular isotérmico.	
	Volante de inercia.		
	Almacenamiento gravitacional.		
Hidrógeno.	Almacenamiento de hidrógeno.		
Hidroeléctrica de bombeo.	Hidroeléctrica de bombeo (Sin especificar.).		
	Hidroeléctrica de bombeo de lazo cerrado.		
	Hidroeléctrica de bombeo de lazo abierto.	Hidroeléctrica de bombeo de lazo abierto.	
		Hidroeléctrica de bombeo de lazo abierto con agua de mar.	
Almacenamiento térmico.	Almacenamiento térmico (Sin especificar).		
	Almacenamiento térmico de agua fría.		
	Almacenamiento térmico de hielo.		
	Almacenamiento térmico de agua fría y hielo.		
	Almacenamiento térmico de calor.		
	Almacenamiento térmico de sales fundidas.		

Tabla 20. Desglose de los tipos de tecnologías por categorías descritas en [85].

La Tabla 21 muestra los rangos de tiempos de descarga por grupos de tecnologías. Es de destacar que para la confección de la tabla se escogieron los tiempos mínimos y máximos de descarga de los diferentes grupos de tecnologías para todos los tipos de proyectos existentes. Estos son los operacionales, futuros y desconectados.

<b>Tipo de tecnología. Categoría 2</b>	<b>Tipo de tecnología. Categoría 1</b>	<b>Menor tiempo de descarga (HH:MM.SS)</b>	<b>Mayor tiempo de descarga (HH:MM.SS)</b>
Electroquímica.	Batería de plomo – ácido.	00:00.50	15:40.00
	Capacitor electroquímico.	00:00.05	10:00.00
	Batería de flujo.	00:16.00	20:00.00
	Batería de iones de litio (Litio – Ion).	00:03.00	24:00.00
	Batería metal – aire.	04:00.00	06:00.00
	Batería a base de níquel.	00:15.00	10:00.00
	Batería a base de sodio.	00:42.00	08:00.00
	Electroquímica (Sin especificar).	00:30.00	09:21.00
Electromecánica.	Almacenamiento de aire comprimido (CAES).	00:45.00	250:00.00
	Volante de inercia.	00:00.05	04:00.00
	Almacenamiento gravitacional.	00:15.00	00:15.00
Hidrógeno.	Almacenamiento de hidrógeno.	01:00.00	32:30.00
Hidroeléctrica de bombeo.	Hidroeléctrica de bombeo de lazo cerrado.	05:00.00	1200:00.00
	Hidroeléctrica de bombeo de lazo abierto.	02:30.00	14 310:20.00
Almacenamiento térmico.	Almacenamiento térmico (Sin especificar).	00.30.00	10:30.00
	Almacenamiento térmico de agua fría.	02:00.00	48:00.00
	Almacenamiento térmico de hielo.	02:00.00	24:00.00

	Almacenamiento térmico de agua fría y hielo.	15:00.00	15:00.00
	Almacenamiento térmico de calor.	00:15.00	24:00.00
	Almacenamiento térmico de sales fundidas.	00:30.00	17:30.00

Tabla 21. Rangos de tiempos de descarga por grupos de tecnologías.

En las Tablas 22 – 27 se hace un análisis de las potencias instaladas y números de proyectos por tecnologías. Las tablas conservan el mismo formato para homogeneizar el análisis realizado. Primeramente se analizan los proyectos operacionales (Tablas 22 y 23), luego los proyectos futuros (Tablas 24 y 25) y por último los proyectos desconectados o en reparación (Tablas 26 y 27). A continuación se analizarán los datos que se ponen en cada una de las columnas que aparecen en las tablas.

En las Tablas 22, 24 y 26 aparecen seis columnas. La primera es el tipo de tecnología, la segunda columna expresa la potencia instalada del tipo de tecnología correspondiente, en la tercera columna aparece el número de proyectos. Luego se analiza el proyecto de mayor potencia instalada, en el cual se pone su potencia instalada en MW (cuarta columna), el tiempo de descarga (quinta columna) y la energía disponible en kWh (sexta columna).

En las Tablas 23, 25 y 27 aparecen cuatro columnas. La primera es el tipo de tecnología, en la segunda, tercera y cuarta columna se analiza el proyecto con mayor tiempo de descarga, en el cual se pone su potencia instalada en MW (segunda columna), el tiempo de descarga (tercera columna) y la energía disponible en kWh (cuarta columna).

#### 4.6.1 Análisis de los proyectos operacionales.

Proyectos operacionales.							
Tipo de tecnología.	Potencia instalada (MW)	Número de proyectos	Proyecto de mayor potencia.				Energía disponible (kWh)
			Potencia instalada (MW)	Tiempo de descarga			
				HH	MM	SS	
Batería de plomo – ácido.	16.65	29	10	0	0	50	138.89
Batería de plomo – ácido avanzada.	61.05	16	36	0	40	0	24 000
Batería de plomo – ácido regulada por válvula (VRLA).	9.899	9	4.5	2	20	0	10 500
Sistema híbrido de batería plomo – ácido / capacitor electroquímico.	7.645	8	3	0	43	0	2 150
Baterías plomo – carbón.	0.516	2	0.5	0	30	0	250
Capacitor electroquímico.	21.485	15	4	0	0	5	5.56
Batería de flujo de hidrógeno – bromo.	0.05	1	0.05	2	0	0	100
Batería de flujo de hierro – cromo.							
Batería de flujo de oxidación – reducción de vanadio (Vanadium Redox Flow Battery).	19.265	33	5	2	0	0	10 000
Batería de flujo de zinc – bromuro.	0.208	4	0.12	2	30	0	300
Batería de flujo de zinc – hierro.	0.144	2	0.08	2	0	0	160
Batería de flujo de zinc – óxido de níquel.	0.1	1	0.1	2	0	0	200
Batería de iones de litio (Litio – Ion).	263.141	159	32	0	15	0	8 000
Batería Litio – Ion Titanato (LTO).	14.505	14	3	0	23	0	1150
Batería de litio – titanato.							
Batería de litio – ferrofosfato (LFP).	86.373	80	31.5	0	23	0	12 075
Batería de litio de óxido de manganeso.	1.1	2	1	1	0	0	1 000
Batería de litio de níquel cobalto aluminio (NCA).	0.5	1	0.5	3	0	0	1 500
Batería de litio de níquel manganeso cobalto (NMC).	2	2	1	1	0	0	1 000

Batería de polímero de litio (LIP).	8.618	19	2	1	0	0	2 000
Batería de zinc – aire.							
Batería de níquel – hierro (NiFe).	0.085	3	0.048	10	0	0	480
Batería de níquel – metal hidruro (Ni – MH).	0.3	1	0.3	0	15	0	75
Batería de níquel – cadmio (NiCd).	30	2	27	0	15	0	6 750
Batería de ion de sodio (SIB).	0.525	6	0.45	2	15	0	1 012.5
Batería de sodio – cloruro de níquel (Na – NiCl <sub>2</sub> ).	8.883	19	5	2	0	0	10 000
Batería de sodio – azufre.	98.1	26	34	7	0	0	238 000
Electroquímico (Sin especificar).	4.975	6	3	1	30	0	4 500
Batería de zinc – dióxido de manganeso.							
Almacenamiento de aire comprimido (CAES). Sin especificar.	0.66	1	0.66	1	0	0	660
Almacenamiento de aire comprimido adiabático.							
Almacenamiento de aire comprimido subterráneo.							
Aire comprimido subterráneo isotérmico.	2	1	2	250	0	0	500 000
Almacenamiento subterráneo de los gases producto de la combustión del gas natural.	431	2	321	2	0	0	642
Almacenamiento de aire comprimido modular.	0.35	1	0.35	7	0	0	2 450
Aire comprimido modular isotérmico.	1.5	1	1.5	1	0	0	1 500
Volante de inercia.	920	30	400	0	0	50	5 555.56
Almacenamiento gravitacional.							
Almacenamiento de hidrógeno.	2.87	5	1	27	0	0	27 000
Hidroeléctrica de bombeo (Sin especificar).							
Hidroeléctrica de bombeo de lazo cerrado.	2 088.006	3	1 728	5	0	0	8 640 000
Hidroeléctrica de bombeo de lazo abierto.	139 999.5	289	3 003	10	18	0	30 930 900
Hidroeléctrica de bombeo de lazo abierto con agua de mar.							
Almacenamiento térmico (Sin especificar).	129.9	4	72	0	30	0	36 000
Almacenamiento térmico de agua fría.	137.206	21	90	12	0	0	1 080 000
Almacenamiento térmico de hielo.	63.455	107	20	8	0	0	160 000
Almacenamiento térmico de agua fría y hielo.							
Almacenamiento térmico de calor.	54.49	13	20	1	0	0	20 000
Almacenamiento térmico de sales fundidas.	1 336.92	25	280	6	0	0	1 680 000

Tabla 22. Proyectos operacionales por tipos de tecnologías.

A continuación se analizarán los proyectos operacionales. Analizando la Tabla 22 se aprecia que entre los tipos de tecnologías de proyectos electroquímicos la que más potencia instalada tiene son las baterías de iones de litio (Litio - Ion) con 263.141 MW y 159 proyectos, a esta le sigue las baterías de sodio – azufre con 98.1 MW y 26 proyectos, las de litio – ferrosulfato con 86.373 MW y 80 proyectos, las baterías de plomo ácido avanzada con 61.05 MW y 16 proyectos, los capacitores electroquímicos con 21.485 MW y 15 proyectos y las baterías de plomo – ácido con 16.65 MW y 29 proyectos.

En la tecnología electromecánica los volantes de inercia es la tecnología con más potencia instalada teniendo un total de 920 MW en 30 proyectos. A esta le sigue el almacenamiento subterráneo de los gases producto de la combustión del gas natural con 431 MW en 2 proyectos.

Pasando a analizar las hidroeléctricas de bombeo las de lazo abierto son las que más potencia instalada tienen con 139 999.5 MW con 389 proyectos y las de lazo cerrado tienen 2 088.006 MW instalados en 3 proyectos. En cuanto al almacenamiento térmico la tecnología de sales fundidas es la que más potencia instalada tiene

con 1336.92 MW instalados en 25 proyectos, siguiéndole por orden de potencia instalada el almacenamiento térmico de agua fría con 137.206 MW instalados en 21 proyectos, el almacenamiento térmico de hielo con 63.455 MW de potencia instalada en 107 proyectos y el almacenamiento térmico de calor con 54.49 MW instalados en 13 proyectos.

Teniendo en cuenta la potencia instalada del mayor proyecto por tecnología en los proyectos electroquímicos no hay grandes proyectos en cuanto a potencia instalada. El mayor es de batería de plomo – ácido avanzada con una potencia de 36 MW. Este proyecto es el “Duke Energy Notrees Wind Storage Demonstration Project”, ubicado en Goldsmith, Texas, USA. En el grupo de los electromecánicos el mayor proyecto es de volantes de inercia con 400 MW, llamado “EFDA JET Fusion Flywheel” que se ubica en Abingdon, Oxfordshire, UK. A este le sigue uno de almacenamiento subterráneo de los gases producto de la combustión del gas natural con 321 MW, llamado “Kraftwerk Huntorf. GroBe Hellmer 1E” y se ubica en Elsfleth, Alemania. Teniendo en cuenta las hidroeléctricas de bombeo el mayor proyecto en lazo abierto tiene 3003 MW, llamado “Bath County Pumped Storage Station”, se encuentra en George Wahington, Virginia, USA. Es de destacar que este es el mayor proyecto de almacenamiento de energía en el mundo. A este le sigue uno en lazo cerrado 1728 MW, llamado “Dinorwig Power Station” que se encuentra en Dinorwig, Wales, UK. Como se ha mencionado a lo largo de este trabajo, es este tipo de tecnología la que tiene proyectos de mayor potencia instalada. Analizando los proyectos de almacenamiento térmico el mayor proyecto es de almacenamiento térmico de sales fundidas con 280 MW de potencia instalada llamado “Solana Solar Generating Plant” ubicado en Gila Bend, Arizona, USA.

En cuanto a energía disponible de los proyectos con mayor potencia instalada en tecnología electroquímica; en primer lugar se encuentra uno de batería de sodio – azufre con 238 000 kWh, en segundo lugar está uno de batería de plomo – ácido avanzada con 24 000 kWh, en tercer lugar se encuentra uno de batería de litio – ferrosulfato con 12 075 kWh y en cuarto lugar uno de batería de plomo – ácido regulada por válvula con 10500 kWh. En tecnología electromecánica es de destacar uno de aire comprimido subterráneo isotérmico con 500 000 kWh. En tecnología del hidrógeno el mayor proyecto tiene 27 000 kWh. En hidroeléctricas de bombeo el mayor en cuanto a energía disponible es de hidroeléctrica de bombeo en lazo abierto con 30930900 kWh y la hidroeléctrica de bombeo de lazo cerrado cuenta con 8 640 000 kWh. En el grupo de almacenamiento térmico el mayor proyecto en cuanto a energía disponible es un almacenamiento térmico de sales fundidas con 1 680 000 kWh, le sigue un almacenamiento de agua fría con 1 080 000 kWh y por último uno de hielo con 160 000 kWh disponible.

Proyectos operacionales.					
Tipo de tecnología.	Proyecto con mayor tiempo de descarga.				
	Potencia instalada (MW)	Tiempo de descarga			Energía disponible (kWh)
		HH	MM	SS	
Batería de plomo – ácido.	0.028	15	25	0	431.67
Batería de plomo – ácido avanzada.	0.225	8	50	0	1 987.5
Batería de plomo – ácido regulada por válvula (VRLA).	0.014	15	40	0	219.33
Sistema híbrido de batería plomo – ácido / capacitor electroquímico.	0.1 / 0.3 / 0.11	1	55	0	575
Baterías plomo – carbón.	0.016	3	0	0	48
Capacitor electroquímico.	1 / 1 / 0.05	0	1	0	16.67
Batería de flujo de hidrógeno – bromo.	0.05	2	0	0	100
Batería de flujo de hierro – cromo.					
Batería de flujo de oxidación – reducción de vanadio (Vanadium Redox Flow Battery).	0.01	20	0	0	200
Batería de flujo de zinc – bromuro.	0.003	2	40	0	8
Batería de flujo de zinc – hierro.	0.064	2	50	0	181.33
Batería de flujo de zinc – óxido de níquel.	0.1	2	0	0	200
Batería de iones de litio (Litio – Ion).	0.5	7	40	0	3 833.33
Batería Litio – Ion Titanato (LTO).	1	15	0	0	15 000
Batería de litio – titanato.					
Batería de litio – ferrosulfato (LFP).	0.02	8	10	0	163.33
Batería de litio de óxido de manganeso.	1 / 0.1	1	0	0	1 000
Batería de litio de níquel cobalto aluminio (NCA).	0.5	3	0	0	1 500
Batería de litio de níquel manganeso cobalto (NMC).	1	1	0	0	1 000
Batería de polímero de litio (LIP).	0.25	3	0	0	750
Batería de zinc – aire.					



Batería de níquel – hierro (NiFe).	0.017 / 0.048 / 0.02	10	0	0	480
Batería de níquel – metal hidruro (Ni – MH).	0.3	0	15	0	75
Batería de níquel – cadmio (NiCd).	27	0	15	0	6 750
Batería de ion de sodio (SIB).	0.015 / 0.02	4	0	0	80
Batería de sodio – cloruro de níquel (Na – NiCl <sub>2</sub> ).	0.1	5	0	0	500
Batería de sodio – azufre.	4	8	0	0	32 000
Electroquímico (Sin especificar).	0.014	2	0	0	28
Batería de zinc – dióxido de manganeso.					
Almacenamiento de aire comprimido (CAES). Sin especificar.	0.66	1	0	0	660
Almacenamiento de aire comprimido adiabático.					
Almacenamiento de aire comprimido subterráneo.					
Aire comprimido subterráneo isotérmico.	2	250	0	0	500 000
Almacenamiento subterráneo de los gases producto de la combustión del gas natural.	110	26	0	0	2 860 000
Almacenamiento de aire comprimido modular.	0.35	7	0	0	2 450
Aire comprimido modular isotérmico.	1.5	1	0	0	1 500
Volante de inercia.	0.06	2	0	0	120
Almacenamiento gravitacional.					
Almacenamiento de hidrógeno.	1	27	0	0	27 000
Hidroeléctrica de bombeo (Sin especificar).					
Hidroeléctrica de bombeo de lazo cerrado.	360 / 0.006	6	0	0	2 160 000
Hidroeléctrica de bombeo de lazo abierto.	68	14310	20	0	973 102 666.7
Hidroeléctrica de bombeo de lazo abierto con agua de mar.					
Almacenamiento térmico (Sin especificar).	49.9	7	30	0	374 250
Almacenamiento térmico de agua fría.	0.175	48	0	0	8 400
Almacenamiento térmico de hielo.	0.032 / 0.028 / 0.032	24	0	0	768
Almacenamiento térmico de agua fría y hielo.					
Almacenamiento térmico de calor.	3	24	0	0	72 000
Almacenamiento térmico de sales fundidas.	19.9	15	0	0	298.5

Tabla 23. Descripción de los proyectos con mayor tiempo de descarga por tipos de tecnologías de entre los proyectos operacionales.

Analizando los proyectos con mayor tiempo de descarga (Tabla 23) en tecnología electroquímica, en primer lugar se encuentra uno de batería de flujo de oxidación/reducción (Vanadium Redox Flow Battery) con 20 horas y una potencia de 10 kW, en segundo lugar se encuentra uno de baterías de plomo – ácido regulada por válvula (VRLA) con 15 horas y 40 min de descarga y 14 kW. En el grupo de las electromecánicas se encuentra uno de aire comprimido subterráneo isotérmico con 250 horas y 2 MW de potencia instalada. En almacenamiento de hidrógeno el mayor tiene 27 horas de tiempo máximo de descarga y 1 MW de potencia instalada. En hidroeléctrica de bombeo el mayor tiempo de descarga lo tiene un proyecto en lazo abierto con 14 310 horas y 20 minutos con 68 MW de potencia. En almacenamiento térmico el mayor tiempo de descarga lo tiene un almacenamiento térmico de agua fría con 48 horas de descarga y 175 MW de potencia instalada.

En cuanto a energía disponible de los proyectos con mayor tiempo de descarga en el grupo de los electroquímicos se encuentra uno de batería de sodio – azufre con 32 000 kWh. En el grupo de los electromecánicos, en primer lugar se encuentra uno de almacenamiento subterráneo de los gases producto de la combustión del gas natural con 2 860 000 kWh. En segundo lugar se encuentra uno de aire comprimido subterráneo isotérmico con 500 000 kWh. En tecnología de hidrógeno existe uno de 27 000 kWh. En el grupo de hidroeléctrica de bombeo, en las de lazo abierto existe uno con 973 102 666.7 kWh de energía disponible y en lazo cerrado con 2 160 000 kWh. En el grupo de los almacenamientos térmicos se encuentra uno sin especificar el tipo de tecnología con 374 250 kWh y uno de almacenamiento térmico de calor con 72 000 kWh de energía disponible. En cuanto a energía disponible los proyectos que dominan son los de hidroeléctrica de bombeo. Estos también son los de mayor potencia instalada.

## 4.6.2 Análisis de los proyectos futuros.

Proyectos futuros.							
Tipo de tecnología.	Potencia prevista (MW)	Número de proyectos	Proyecto de mayor potencia.				Energía disponible (kWh)
			Potencia instalada (MW)	Tiempo de descarga			
				HH	MM	SS	
Batería de plomo – ácido.	7.008	3	5	1	0	0	5 000
Batería de plomo – ácido avanzada.	0.925	5	0.3	1	17	0	385
Batería de plomo – ácido regulada por válvula (VRLA).	1	1	1	4	0	0	4 000
Sistema híbrido de batería plomo – ácido / capacitor electroquímico.							
Baterías plomo – carbón.	9.5	2	9	0	0	0	
Capacitor electroquímico.	56.088	14	15	10	0	0	150 000
Batería de flujo de hidrógeno – bromo.							
Batería de flujo de hierro – cromo.							
Batería de flujo de oxidación – reducción de vanadio (Vanadium Redox Flow Battery).	27.52	14	15	4	0	0	60 000
Batería de flujo de zinc – bromuro.	58.4	20	28	4	0	0	112 000
Batería de flujo de zinc – hierro.	2	1	2	3	0	0	6 000
Batería de flujo de zinc – óxido de níquel.							
Batería de iones de litio (Litio – Ion).	533.86	146	40	1	0	0	40 000
Batería Litio – Ion Titanato (LTO).	6	4	2	15	0	0	30 000
Batería de litio – titanato.	0.375	1	0.375	0	40	0	250
Batería de litio – ferrosulfato (LFP).	64.28	35	19.8	0	24	0	7 920
Batería de litio de óxido de manganeso.							
Batería de litio de níquel cobalto aluminio (NCA).	2.1	2	1.2	0	46	0	920
Batería de litio de níquel manganeso cobalto (NMC).	24.02	3	12	0	20	0	4 000
Batería de polímero de litio (LIP).	0.1	1	0.1	4	0	0	400
Batería de zinc – aire.	11	2	10	4	0	0	40 000
Batería de níquel – hierro (NiFe).							
Batería de níquel – metal hidruro (Ni – MH).							
Batería de níquel – cadmio (NiCd).	2	1	2	0	0	0	
Batería de ion de sodio (SIB).							
Batería de sodio – cloruro de níquel (Na – NiCl <sub>2</sub> ).	15.2	10	4	0	0	0	
Batería de sodio – azufre.	35.8	4	12	8	0	0	96 000
Electroquímico (Sin especificar).							
Batería de zinc – dióxido de manganeso.	0.1	1	0.1	0	0	0	
Almacenamiento de aire comprimido (CAES). Sin especificar.							
Almacenamiento de aire comprimido adiabático.	0.5	1	0.5	4	0	0	2 000
Almacenamiento de aire comprimido subterráneo.	947	3	330	6	0	0	1 980 000
Aire comprimido subterráneo isotérmico.	200	1	200	5	0	0	1 000 000
Almacenamiento subterráneo de los gases producto de la combustión del gas natural.							
Almacenamiento de aire comprimido modular.	11.08	4	9	4	30	0	40 500
Aire comprimido modular isotérmico.	0.5	1	0.5	3	0	0	1 500
Volante de inercia.	41.765	14	20	4	0	0	80 000
Almacenamiento gravitacional.	50	1	50	0	15	0	12 500

Almacenamiento de hidrógeno.	4	3	2	0	0	0	
Hidroeléctrica de bombeo (Sin especificar).	360	1	360	0	0	0	
Hidroeléctrica de bombeo de lazo cerrado.	5 537.8	9	1 300	0	0	0	
Hidroeléctrica de bombeo de lazo abierto.	28 557	37	2 400	0	0	0	
Hidroeléctrica de bombeo de lazo abierto con agua de mar.	1.5	1	1.5	6	0	0	9 000
Almacenamiento térmico (Sin especificar).	360	1	360	10	30	0	3 780 000
Almacenamiento térmico de agua fría.							
Almacenamiento térmico de hielo.	41.6	4	25.6	6	0	0	153 600
Almacenamiento térmico de agua fría y hielo.							
Almacenamiento térmico de calor.	75.15	7	50	2	0	0	100 000
Almacenamiento térmico de sales fundidas.	1 415	16	160	3	0	0	480 000

Tabla 24. Proyectos futuros por tipos de tecnologías.

A continuación se analizarán los proyectos futuros. En el grupo de tecnología electroquímica el tipo de tecnología con más potencia prevista son las baterías de iones de litio (Litio – Ion) con 533.86 MW y 146 proyectos y en segundo lugar se encuentran las baterías de litio – ferrofosfato (LFP) con 64.28 MW en 35 proyectos. En el grupo de los electromecánicos, en primer lugar está el almacenamiento de aire comprimido subterráneo con 947 MW en 3 proyectos y en segundo lugar el aire comprimido subterráneo isotérmico con un proyecto de 200 MW. En el almacenamiento de hidrógeno se prevé la instalación de 4 MW en 3 proyectos. En la tecnología de hidroeléctrica de bombeo las de lazo abierto están en primer lugar de potencia prevista con 28557 MW en 37 proyectos y las de lazo cerrado cuentan con una potencia prevista de 5537.8 MW en 9 proyectos. En el grupo de almacenamientos térmicos, los de sales fundidas son los que más potencia prevista tienen con 1415 MW en 16 proyectos. Además, está prevista la instalación de un proyecto de 360 MW, sin especificar el tipo de tecnología.

Analizando los proyectos de mayor potencia prevista por grupo de tecnologías. En el grupo electroquímico se encuentra en primer lugar tres proyectos de baterías de iones de litio (Litio – Ion) de 40 MW cada uno, se prevé que dos se construyan en Japón y uno en Filipinas. A este le sigue uno de batería de flujo de zinc – bromuro con 28 MW llamado “MID Primus Power Wind Firming EnergyFarm”, que se encuentra en Modesto, California, USA. En el grupo de los electromecánicos en primer lugar hay uno previsto de almacenamiento de aire comprimido subterráneo con 330 MW “330 MW - Gaelectric Compressed Air Energy Storage (CAES), ubicado en Larne, County Antrim, UK. A este le sigue uno de aire comprimido subterráneo isotérmico con 200 MW de potencia prevista, llamado “Adele CAES Project”, en StaBfurt, Sachsen-Anhalt, Alemania. Entre las hidroeléctricas de bombeo en lazo abierto se prevé una de 2400 MW “Hongping Pumped Storage Power Station”, ubicada en Hongping, Jiangxi, China. En lazo cerrado hay prevista una de 1300 MW “Eagle Mountain Project”, en Desert Center, California, USA. En almacenamiento térmico hay previsto uno sin especificar de 360 MW llamado “Pedro de Valdivia CSP Solar Plant”, ubicado en Maria Elena, Antofagasta, Chile, a este le sigue uno de sales fundidas de 160 MW llamado “NOOR I (Ouarzazate) CSP Solar Plant”, en Ouarzazate, Souss-Massa-Drâa, Marruecos.

En cuanto a energía disponible del mayor proyecto por tipo de tecnología, en tecnología electroquímica el proyecto que más energía disponible tendrá es uno de capacitor electroquímico con 150 000 kWh, a este le sigue uno de batería de flujo de zinc – bromuro con 112 000 kWh y otro de batería de sodio – azufre con 96000 kWh. En tecnología electromecánica en primer lugar se encuentra un proyecto de almacenamiento de aire comprimido subterráneo con 1 980 000 kWh y otro de aire comprimido subterráneo isotérmico con 1000000 de kWh. En el grupo de almacenamiento térmico se encuentra, en primer lugar uno sin especificar el tipo de tecnología con 3 780 000 kWh, le sigue uno de sales fundidas con 480 000 kWh, otro de hielo con 153600 kWh y otro de calor con 100 000 kWh.

Los proyectos que aparecen con tiempo de descarga igual a cero en las tablas analizadas son proyectos que están sin verificar y hasta el momento no se conoce con exactitud el tiempo de descarga que poseen. Ese es el caso de algunos proyectos de hidroeléctricas de bombeo en la Tabla 24, por mencionar alguno.

Proyectos futuros.					
Tipo de tecnología.	Proyecto con mayor tiempo de descarga.				
	Potencia instalada (MW)	Tiempo de descarga			Energía disponible (kWh)
		HH	MM	SS	
Batería de plomo – ácido.	5	1	0	0	5 000
Batería de plomo – ácido avanzada.	0.225 / 0.1 / 0.2	4	0	0	900
Batería de plomo – ácido regulada por válvula (VRLA).	1	4	0	0	4 000
Sistema híbrido de batería plomo – ácido / capacitor electroquímico.					
Baterías plomo – carbón.	0.5	1	0	0	500
Capacitor electroquímico.	15	10	0	0	150 000
Batería de flujo de hidrógeno – bromo.					
Batería de flujo de hierro – cromo.					
Batería de flujo de oxidación – reducción de vanadio (Vanadium Redox Flow Battery).	0.1	12	0	0	1 200
Batería de flujo de zinc – bromuro.	0.5 / 0.5 / 0.5 / 0.5	6	0	0	3 000
Batería de flujo de zinc – hierro.	2	3	0	0	6 000
Batería de flujo de zinc – óxido de níquel.					
Batería de iones de litio (Litio – Ion).	0.03	14	0	0	420
Batería Litio – Ion Titanato (LTO).	2	15	0	0	30 000
Batería de litio – titanato.	0.375	0	40	0	250
Batería de litio – ferrosulfato (LFP).	0.03	12	0	0	360
Batería de litio de óxido de manganeso.					
Batería de litio de níquel cobalto aluminio (NCA).	1.2	0	46	0	920
Batería de litio de níquel manganeso cobalto (NMC).	0.02	24	0	0	480
Batería de polímero de litio (LIP).	0.1	4	0	0	400
Batería de zinc – aire.	1	6	0	0	6 000
Batería de níquel – hierro (NiFe).					
Batería de níquel – metal hidruro (Ni – MH).					
Batería de níquel – cadmio (NiCd).	2	0	0	0	
Batería de ion de sodio (SIB).					
Batería de sodio – cloruro de níquel (Na – NiCl <sub>2</sub> ).	2	5	0	0	10 000
Batería de sodio – azufre.	12 / 12 / 10.8	8	0	0	96 000
Electroquímico (Sin especificar).					
Batería de zinc – dióxido de manganeso.	0.1	0	0	0	
Almacenamiento de aire comprimido (CAES). Sin especificar.					
Almacenamiento de aire comprimido adiabático.	0.5	4	0	0	2 000
Almacenamiento de aire comprimido subterráneo.	317	96	0	0	30 432 000
Aire comprimido subterráneo isotérmico.	200	5	0	0	1 000 000
Almacenamiento subterráneo de los gases producto de la combustión del gas natural.					
Almacenamiento de aire comprimido modular.	1	8	0	0	8 000
Aire comprimido modular isotérmico.	0.5	3	0	0	1 500
Volante de inercia.	20	4	0	0	80 000
Almacenamiento gravitacional.	50	0	15	0	12 500
Almacenamiento de hidrógeno.	1.2	32	30	0	39 000
Hidroeléctrica de bombeo (Sin especificar).	360	0	0	0	
Hidroeléctrica de bombeo de lazo cerrado.	587.8	1200	0	0	705 360 000
Hidroeléctrica de bombeo de lazo abierto.	1332	16	0	0	21 312 000
Hidroeléctrica de bombeo de lazo abierto con agua de mar.	1.5	6	0	0	9 000
Almacenamiento térmico (Sin especificar).	360	10	30	0	3 780 000
Almacenamiento térmico de agua fría.					
Almacenamiento térmico de hielo.	25.6 / 5 / 5	6	0	0	153 600
Almacenamiento térmico de agua fría y hielo.					
Almacenamiento térmico de calor.	1	16	0	0	16 000
Almacenamiento térmico de sales fundidas.	110	17	30	0	1 925 000

Tabla 25. Descripción de los proyectos con mayor tiempo de descarga por tipos de tecnologías de entre los proyectos futuros.

A continuación se analizarán los proyectos futuros con mayor tiempo de descarga por grupos de tecnologías. En el grupo de tecnología electroquímica en primer lugar se encuentra uno de batería de litio de níquel manganeso cobalto (NMC) con 24 horas de descarga y 20 kW de potencia prevista. En segundo lugar se

encuentra uno de batería de litio – ión titanato (LTO) con 15 horas y 2 MW de potencia prevista y en tercer lugar se encuentra uno de batería de iones de litio (Litio - Ion) con 14 horas de tiempo de descarga y 30 kW de potencia instalada. En el grupo de los electromecánicos se destaca un proyecto de almacenamiento de aire comprimido subterráneo con 96 horas y 317 MW de potencia. En el almacenamiento de hidrógeno existe un proyecto previsto con 32 horas y 30 minutos de descarga y 1.2 MW de potencia prevista. En las hidroeléctricas de bombeo se destaca una en lazo cerrado con 1200 horas de descarga y 587.8 MW. En cuanto al almacenamiento térmico es necesario mencionar dos proyectos, el primero de sales fundidas con 17 horas y 30 minutos (110 MW) y en segundo lugar uno de almacenamiento térmico de calor con 16 horas de tiempo de descarga y 1 MW de potencia prevista.

Si se analizan en cuanto a energía disponible de los proyectos con mayor tiempo de descarga tenemos lo siguiente. En tecnología electroquímica en primer lugar está uno de capacitor electroquímico con 150 000 kWh. En segundo lugar, dos proyectos de batería de sodio – azufre con 96 000 kWh y en tercer lugar uno de batería de litio – ion titanato (LTO) con 30 000 kWh. En el grupo de proyectos electromecánicos se destacan dos, uno de almacenamiento de aire comprimido subterráneo con 30 432 000 kWh y uno de aire comprimido subterráneo isotérmico con 1 000 000 kWh. En almacenamiento de hidrógeno existe uno con 39 000 kWh de energía prevista. En hidroeléctricas de bombeo existe uno en lazo cerrado con 705 360 000 kWh y otro en lazo abierto con 21 312 000 kWh. En cuanto al grupo de almacenamiento térmico se destacan tres; uno sin especificar el tipo de tecnología con 3 780 000 kWh, otro de sales fundidas con 1 925 000 kWh y otro de hielo con 153 600 kWh.

#### 4.6.3 Análisis de los proyectos desconectados o en reparación.

Proyectos desconectados o en reparación.							
Tipo de tecnología.	Potencia instalada (MW)	Número de proyectos	Proyecto de mayor potencia.				Energía disponible (kWh)
			Potencia instalada (MW)	Tiempo de descarga			
				HH	MM	SS	
Batería de plomo – ácido.	20	1	20	0	40	0	13 333.33
Batería de plomo – ácido avanzada.	15.75	2	15	0	15	0	3 750
Batería de plomo – ácido regulada por válvula (VRLA).							
Sistema híbrido de batería plomo – ácido / capacitor electroquímico.							
Baterías plomo – carbón.							
Capacitor electroquímico.	0.45	1	0.45	0	0	0	
Batería de flujo de hidrógeno – bromo.							
Batería de flujo de hierro – cromo.							
Batería de flujo de oxidación – reducción de vanadio (Vanadium Redox Flow Battery).	0.2	1	0.2	4	0	0	800
Batería de flujo de zinc – bromuro.							
Batería de flujo de zinc – hierro.							
Batería de flujo de zinc – óxido de níquel.							
Batería de iones de litio (Litio – Ion).							
Batería Litio – Ion Titanato (LTO).							
Batería de litio – titanato.							
Batería de litio – ferrosulfato (LFP).	0.075	1	0.075	0	32	0	40
Batería de litio de óxido de manganeso.							
Batería de litio de níquel cobalto aluminio (NCA).							
Batería de litio de níquel manganeso cobalto (NMC).							
Batería de polímero de litio (LIP).							
Batería de zinc – aire.							
Batería de níquel – hierro (NiFe).							
Batería de níquel – metal hidruro (Ni)							

- MH).							
Batería de níquel – cadmio (NiCd).							
Batería de ion de sodio (SIB).							
Batería de sodio – cloruro de níquel (Na – NiCl <sub>2</sub> ).							
Batería de sodio – azufre.							
Electroquímico (Sin especificar).							
Batería de zinc – dióxido de manganeso.							
Almacenamiento de aire comprimido (CAES). Sin especificar.							
Almacenamiento de aire comprimido adiabático.							
Almacenamiento de aire comprimido subterráneo.							
Aire comprimido subterráneo isotérmico.							
Almacenamiento subterráneo de los gases producto de la combustión del gas natural.							
Almacenamiento de aire comprimido modular.							
Aire comprimido modular isotérmico.							
Volante de inercia.							
Almacenamiento gravitacional.							
Almacenamiento de hidrógeno.							
Hidroeléctrica de bombeo (Sin especificar).							
Hidroeléctrica de bombeo de lazo cerrado.							
Hidroeléctrica de bombeo de lazo abierto.	2 254	5	1 652	22	0	0	36 344 000
Hidroeléctrica de bombeo de lazo abierto con agua de mar.							
Almacenamiento térmico (Sin especificar).							
Almacenamiento térmico de agua fría.							
Almacenamiento térmico de hielo.	0.205	1	0.205	6	0	0	1 230
Almacenamiento térmico de agua fría y hielo.							
Almacenamiento térmico de calor.							
Almacenamiento térmico de sales fundidas.							

Tabla 26. Proyectos desconectados o en reparación por tipos de tecnologías.

En cuanto a los proyectos desconectados o en reparación no hay mucho que destacar. En el grupo de tecnología electroquímica existen 6 proyectos fuera de servicio con una potencia total de 36.475 MW. En la tecnología electromecánica no existe ninguno ni tampoco en hidrógeno. En el grupo de las hidroeléctricas de bombeo se encuentran fuera de servicio 5 proyectos con una potencia total de 2254 MW y en los almacenamientos térmicos hay fuera de servicio un proyecto con una potencia de 205 kW.

Proyectos desconectados o en reparación.					
Tipo de tecnología.	Proyecto con mayor tiempo de descarga.				
	Potencia instalada (MW)	Tiempo de descarga			Energía disponible (kWh)
		HH	MM	SS	
Batería de plomo – ácido.	15	0	40	0	10 000
Batería de plomo – ácido avanzada.	0.75	2	40	0	2 000
Batería de plomo – ácido regulada por válvula (VRLA).					
Sistema híbrido de batería plomo – ácido / capacitor electroquímico.					
Baterías plomo – carbón.					
Capacitor electroquímico.	0.45	0	0	0	

Batería de flujo de hidrógeno – bromo.					
Batería de flujo de hierro – cromo.					
Batería de flujo de oxidación – reducción de vanadio (Vanadium Redox Flow Battery).	0.2	4	0	0	800
Batería de flujo de zinc – bromuro.					
Batería de flujo de zinc – hierro.					
Batería de flujo de zinc – óxido de níquel.					
Batería de iones de litio (Litio – Ion).					
Batería Litio – Ion Titanato (LTO).					
Batería de litio – titanato.					
Batería de litio – ferrofosfato (LFP).	0.075	0	32	0	40
Batería de litio de óxido de manganeso.					
Batería de litio de níquel cobalto aluminio (NCA).					
Batería de litio de níquel manganeso cobalto (NMC).					
Batería de polímero de litio (LIP).					
Batería de zinc – aire.					
Batería de níquel – hierro (NiFe).					
Batería de níquel – metal hidruro (Ni – MH).					
Batería de níquel – cadmio (NiCd).					
Batería de ion de sodio (SIB).					
Batería de sodio – cloruro de níquel (Na – NiCl <sub>2</sub> ).					
Batería de sodio – azufre.					
Electroquímico (Sin especificar).					
Batería de zinc – dióxido de manganeso.					
Almacenamiento de aire comprimido (CAES). Sin especificar.					
Almacenamiento de aire comprimido adiabático.					
Almacenamiento de aire comprimido subterráneo.					
Aire comprimido subterráneo isotérmico.					
Almacenamiento subterráneo de los gases producto de la combustión del gas natural.					
Almacenamiento de aire comprimido modular.					
Aire comprimido modular isotérmico.					
Volante de inercia.					
Almacenamiento gravitacional.					
Almacenamiento de hidrógeno.					
Hidroeléctrica de bombeo (Sin especificar).					
Hidroeléctrica de bombeo de lazo cerrado.					
Hidroeléctrica de bombeo de lazo abierto.	1 652	22	0	0	36 344 000
Hidroeléctrica de bombeo de lazo abierto con agua de mar.					
Almacenamiento térmico (Sin especificar).					
Almacenamiento térmico de agua fría.					
Almacenamiento térmico de hielo.	0.205	6	0	0	1 230
Almacenamiento térmico de agua fría y hielo.					
Almacenamiento térmico de calor.					
Almacenamiento térmico de sales fundidas.					

Tabla 27. Descripción de los proyectos con mayor tiempo de descarga por tipos de tecnologías de entre los proyectos desconectados o en reparación.

Hasta aquí se analizan los proyectos por tipos de tecnologías.





# 5 CONCLUSIONES

---

En este capítulo se numeran las principales conclusiones a las cuales se ha arribado con la realización del presente trabajo:

- En el presente trabajo se ha realizado un análisis global de los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica.
- Los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica se organizan en cinco grupos generales dependiendo del tipo de tecnología.
- En el grupo de las tecnologías electroquímicas existe gran cantidad de tipos de baterías.
- Las baterías tienen un amplio margen de mejora, ya que tienen hasta ahora, un bajo nivel de desarrollo, el índice TRL de las baterías en general es de 7, indicando que se ha validado en varios proyectos de demostración y el MRL es de 6, lo que indica que se encuentran en una etapa importante de fabricación de prototipos.
- A pesar de ser una tecnología en desarrollo, el grupo de los almacenamientos electroquímicos es el que más proyectos instalados tiene con 781. Aunque en potencia instalada solo cuentan con 1931 MW debido a que son proyectos de pequeña potencia.
- Por lo general los componentes que se usan en las baterías son caros hasta el momento. Se están llevando a cabo investigaciones para que el costo de las mismas sea competitivo con otros tipos de tecnología.
- El reciclaje de las baterías es un factor importante a tener en cuenta, debido a que usan materiales muy peligrosos tanto para el medioambiente como para la salud de los seres vivos.
- La vida útil de las baterías de NaS y las de Li – ion, entre otras, depende mucho de la profundidad de descarga, por ello es muy importante su dimensionamiento y la forma en que se operan.
- El almacenamiento mediante hidrógeno es, hasta ahora, el que menos proyectos tiene en funcionamiento. Es una tecnología aún en fase de desarrollo, que puede ser crucial en la integración de las energías renovables a la red.
- La respuesta a la demanda es un recurso que no ha sido suficientemente explotado y que puede usarse para prestar el servicio de balance de demanda.
- Los costos analizados en el Epígrafe 2.2 del presente trabajo son muy variables dependiendo de la bibliografía que se analice.
- Por lo general la eficiencia de los sistemas de almacenamiento es alta comparándola con otras tecnologías. Esta alcanza valores de aproximadamente (70 % – 90 %). Si se incluyen los PCS esta eficiencia será ligeramente inferior, aunque sigue siendo alta.
- En la página web Global Energy Storage Database del DOE se definen 27 tipos de servicios que pueden prestar los sistemas de almacenamiento.
- Cada sistema de almacenamiento tiene unas características determinadas y cada servicio tiene unos requerimientos, por lo tanto, determinar que ESS es necesario para mejorar los problemas de una determinada red es una tarea que hay que llevar a cabo cuidadosamente.
- Existen servicios que no son compatibles con otros.
- Para que un sistema de almacenamiento de energía sea rentable debe prestar la mayor cantidad de

servicios que le sea posible.

- La tecnología de hidroeléctricas reversibles, junto con los sistemas CAES son los únicos tipos de tecnologías que pueden almacenar gran cantidad de energía. Son capaces de desplazar grandes bloques de energía de manera comercial y rentable.
- Las hidroeléctricas de bombeo es la tecnología más madura hasta el momento. Cuenta con 178 797 MW instalados en 345 proyectos. Los proyectos en este grupo de tecnología son de gran potencia instalada (generalmente varios cientos de MW).
- El proyecto con más potencia instalada en el mundo se llama Bath County Pumped Storage Station. Es una hidroeléctrica reversible que se encuentran en George Wahington, Virginia, USA. Tiene una potencia instalada de 3003 MW. El proyecto con mayor tiempo de descarga también es una hidroeléctrica reversible llamada Alto Rabagão Hydro Power Plant, se encuentra en PISOES, Montalegre, Portugal y tiene un tiempo de descarga de 14 310 h y 20 min.
- En el momento que se desarrolló esta investigación existían 1403 proyectos con una potencia instalada de 186 959 MW. Los países desarrollados cuentan con un mayor número de proyectos ya que los ESS es una tecnología cara.
- Teniendo en cuenta la potencia instalada en proyectos operacionales por países, Japón es el que tiene el primer lugar con 25 468.326 MW, le sigue China con 23 684.92 MW y Estados Unidos con 21378.442 MW. Estados Unidos es el que más proyectos tiene instalados. Japón y China cuentan con muchas hidroeléctricas reversibles.
- Los sistemas de almacenamiento de energía de mayor potencia instalada no son los que más tiempo de descarga tienen.
- Analizando los tipos de tecnologías que más potencia instalada tendrán en proyectos futuros se tiene lo siguiente:
  - Electroquímicas: Se prevé que se instalen 533.86 MW en 146 proyectos en baterías de Li – ion.
  - Electromecánicas: Deben instalarse 947 MW en tres proyectos de almacenamiento de aire comprimido subterráneo y un proyecto de 200 MW de aire comprimido isotérmico.
  - Hidroeléctricas de bombeo: Se instalarán 28 557 MW en 37 proyectos en hidroeléctricas de bombeo en lazo abierto y 5 537.8 MW en 9 proyectos en hidroeléctricas en lazo cerrado.
  - Almacenamiento térmico: Se instalarán 1415 MW en 16 proyectos de almacenamiento mediante sales fundidas.
- En el tema analizado existe gran cantidad de bibliografía.
- Los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica pudieran ser claves para la operación de los futuros sistemas eléctricos de potencia teniendo en cuenta la cantidad de servicios que pueden brindar y las prestaciones de los mismos.

# REFERENCIAS

---

- [1] Boletín Oficial del Estado. *Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE*. [consulta: Noviembre, 2015]. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-L-2009-81013>
- [2] Boletín Oficial del Estado. *Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE*. [consulta: Noviembre, 2015]. Disponible en: [http://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=DOUE-L-2012-82191](http://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=DOUE-L-2012-82191)
- [3] Boletín Oficial del Estado. *REGLAMENTO (UE) No 517/2014 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 16 de abril de 2014 sobre los gases fluorados de efecto invernadero y por el que se deroga el Reglamento (CE) no 842/2006*. [consulta: Noviembre, 2015] Disponible en: <https://www.boe.es/doue/2014/150/L00195-00230.pdf>
- [4] MIT. 2014 Energy and Climate Outlook. En: *Joint Program on the Science and Policy of Global Change*. 2014.
- [5] Energy Storage for the Grid & Ancillary Services. En: *Navigant Research*. 2014.
- [6] Community, Residential, and Commercial Energy Storage. En: *Navigant Research*. 2015.
- [7] Electricity Storage Fact Book. En: *SBC Energy Institute*. September 2013.
- [8] <http://es.investing.com/currencies/eur-usd-historical-data>. [consulta: 25 de Enero de 2016].
- [9] V Viswanathan, M Kintner- Meyer, P Balducci, C Jin. *National Assessment of Energy Storage for Grid Balancing and Arbitrage Phase II Volume 2: Cost and Performance Characterization*. Pacific Northwest National Laboratory. September 2013.
- [10] Schoenung SM and WV Hassenzahl. *Long vs. Short-Term Energy Storage Technology Analysis*. SAND2003-2783. Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico. 2003.
- [11] Schoenung SM. *Characteristics and Technologies for Long vs. Short-Term Energy Storage: A Study by the DOE ESSs Program*. SAND2001-0765 Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico. 2001.
- [12] Gyuk IP and S Eckroad. *EPRI-DOE Handbook of Energy Storage for Transmission and Distribution Applications, 1001834 Final Report*. Prepared by Technology Insights and EPRI PEAC Corporation for the U.S. Department of Energy, Washington D.C., and Electric Power Research Institute, Inc., Palo Alto, California. December 2003.
- [13] Boyes J. *Energy Storage Tutorial*. Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico. 2010.
- [14] Kamibayashi M, DK Nichols, and T Oshima. *Development Update for the NAS Battery*. Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific, IEEE/PES 3:1664-1668. DOI:10.1109/TDC.2002.1176850. 2002.
- [15] Greenberg D, I Krepchin, and K Kamm. *Big Batteries Blooming*. Power. [consulta: Diciembre, 2015]. Disponible en: [http://www.powermag.com/print/environmental/Big-batteries-blooming\\_1042.html](http://www.powermag.com/print/environmental/Big-batteries-blooming_1042.html) (undated webpage).
- [16] EAC – Electricity Advisory Committee. *Bottling Electricity: Storage as a Strategic Tool for Managing Variability and Capacity Concerns in the Modern Grid*. Prepared by Energetics Incorporated for the Electricity Advisory Committee. 2008.
- [17] Kishinevsky Y. *Long Island Bus Sodium Sulfur Battery Storage Project*. U.S. DOE Peer Review, Washington, D.C. 2006.
- [18] Lamont A. *Improving the Value of Wind Energy Generation Through Back-up Generation and Energy*

*Storage. CWEC-2003-005, Table 4.* Prepared for California Wind Energy Collaborative by Lawrence Livermore National Laboratory. 2004.

[19] Gyuk IP and S Eckroad. *EPRI-DOE Handbook Supplement of Energy Storage for Grid Connected Wind Generation Applications*. 1008703 Technical Update, Prepared by Technology Insights and EPRI PEAC Corporation for the U.S. Department of Energy, Washington D.C., and Electric Power Research Institute, Inc., Palo Alto, California. December 2004.

[20] Schoenung S, J Eyer, J Iannucci, and S Horgan. *Energy Storage for a Competitive Power Market*. Annual Review of Energy and the Environment 21:347-370. 1996. DOI:10.1146/annurev.energy.21.1.347.

[21] Overview of NAS Battery for Load Management. En: *Technology Insights. CEC Energy Storage Workshop*. February 2005.

[22] Rastler D, P Lemar, and S Price. *Market Driven Distributed Energy Storage Requirements for Load Management Applications*. Technical Update 1014668. Prepared by Electric Power Research Institute, Resource Dynamics Corporation, and Energy Environmental Economics, Inc. for Electric Power Research Institute, Palo Alto, California. 2007.

[23] KEMA– Keuring Electrotechnisch Materieel Arnhem. *Summary of KEMA Validation Report: Two Megawatt Advanced Lithium-ion BESS Successfully Demonstrates Potential for Utility Applications*. 2008.

[24] Altair Nanotechnologies POWER. *Advanced Batteries Supply Ancillary Services*. December 2008. [consulta: Enero, 2016]. Disponible en: [www.powermag.com](http://www.powermag.com) (undated webpage).

[25] Rousseau A, N Shidore, R Carlson, and V Freyermuth. *Research on PHEV Battery Requirements and Evaluation of Early Prototypes*. Argonne National Laboratory, Chicago, Illinois. 2007. [consulta: Enero, 2016]. Disponible en: <http://www.transportation.anl.gov/pdfs/HV/434.pdf> (undated webpage).

[26] Divya KC and J Østergaard. *Battery Energy Storage Technology for Power Systems*. Electric Power Systems Research. 2009. 79(4):511-520.

[27] Howell D. *Annual Merit Review: Energy Storage R&D Overview*. U.S. Department of Energy, Energy Efficiency and Renewable Energy. 2009.

[28] Nelson PA, DJ Santini, and J Barnes. *Factors Determining the Manufacturing Costs of Lithium-Ion Batteries for PHEVs*. EVS24 International Battery, Hybrid and Fuel Cell Electric Vehicle Symposium, May 13-16, Stavanger, Norway. 2009.

[29] Barnett B, D Ofer, C McCoy, Y Yang, T Rhodes, B Oh, M Hastbacka, J Rempel, and S Sririramulu. *PHEV Battery Cost Assessment*. U.S. Department of Energy Annual Merit Review. Washington D.C. May 19, 2009.

[30] USCAR – United States Council for Automotive Research LLC. *USABC Final Cost Model – 2007-05-23*. 2007. Disponible en: [http://www.uscar.org/guest/article\\_view.php?articles\\_id=143](http://www.uscar.org/guest/article_view.php?articles_id=143) (undated webpage).

[31] First Hydro Company. Welcome to First Hydro Company. En: *International Power*. June 4, 2009.

[32] GE Energy. 2004. E to Provide Equipment for 1,000-Megawatt Hydropower Station in China. Press Release March 15, 2004. [consulta: Diciembre, 2015]. Disponible en: [http://www.gepower.com/about/press/en/2004\\_press/031504a.htm](http://www.gepower.com/about/press/en/2004_press/031504a.htm) (undated webpage).

[33] Alstom. *Alstom Signs €178 Million Variable Speed Pumped-Storage Hydro Contract*. Press Release October 28, 2009.

[34] Geadah A. Introducing Pumped Storage in Lebanon: Towards a Prospective National Master Plan. En: *International Seminar on River Basin Management and Co-operation in the Euro-Mediterranean Region*. October 6-9, 2009, Beirut, Lebanon. 2009.

[35] Fodstad LA. *Pumped Storage*. Staraft Energy AS, Oslo, Norway.

[36] Rahman S. Economic Impact of Integrating Photovoltaics with Conventional Electric Utility Operation. En: *IEEE Transactions on Energy Conversion*. 1990. 5(3):422-428. DOI:10.1109/60.105264.

[37] Jenkinson P. Introduction. En: *International Power First Hydro Analysis Conference*. July 2005.

- [38] NHC – The Nevada Hydro Company, Inc. Lake Elsinore Advanced Pump Storage FERC Project Number 11858 and Talega–Escondido/Valley-Serrano 500-kV Interconnect (LEAPS/TE-VS). En: *CEC Joint Committee Workshop, Transmission Corridors*. May 14, 2007.
- [39] Figueiredo FC and PC Flynn. Using Diurnal Power Price to Configure Pumped Storage. En: *IEEE Transactions on Energy Conversion EC*. 2006. 21(3):804-809.
- [40] Lipman TE, R Ramos, and DM Kammen. *An Assessment of Battery and Hydrogen ESSs Integrated with Wind Energy Resources in California*. PIER Final Project Report CEC-500-2005-136, Table 1. Prepared by University of California, Berkeley for California Energy Commission, Public Interest Energy Research Program. 2005.
- [41] Rastler D. MISO Energy Storage Study Phase 1 Report. En: *EPRI 1024489, Draft Report*. November 2011, Electric Power Research Institute, Palo Alto, California. 2005.
- [42] Cavallo A. *Controllable and affordable utility-scale electricity from intermittent wind resources and CAES*. En: *Energy*. 2007. 32:120-127.
- [43] Ridge Energy Storage & Grid Services L.P. The Economic Impact of CAES on Wind in TX, OK and NM. Final Report, June 27, 2005. Report for: *Texas State Energy Conservation Office*.
- [44] Drury E, P Denholm, and R Sioshansi. The Value of Compressed Air Energy Storage in Energy and Reserve Markets. En: *Energy*. 2011. 36:4959-4973.
- [45] Grazzini G and A Millazzo. Thermodynamic analysis of CAES/TES systems for renewable energy plants. En: *Renewable Energy*. 2008.44:1998-2006.
- [46] Succar S and RH Williams. 2008. *Compressed Air Energy Storage: Theory, Resources and Applications for Wind Power*. Princeton Environmental Institute, Princeton University, April 8, 2008.
- [47] Nakhamkin M, B Kraft, and C Moran. Advanced Second Generation of CAES Technology 180 MW, 310 MW and 450 MW CAES Plants. En: *2nd CAES Conference & Workshop*. October, 20-21. Columbia University. 2010.
- [48] Nakhamkin M. Second Generation of the CAES Technology. En: *CAES Conference & Workshop*. Columbia University, October, 2008. 21-22.
- [49] Daniel R. CAES Strategic Needs. En: *CAES Conference & Workshop*. October 21. Columbia University, New York. 2008.
- [50] Cavallo A. High capacity factor wind energy systems. En: *J Sol. Energy Eng*. 1995. 117(5):137-43.
- [51] van der Linden S. Bulk Energy Storage Potential in the USA, Current Developments and Future Prospects. En: *Energy*. 2006. 31(15):3446-3457.
- [52] Herman D. *Comparison of Storage Technologies for Distributed Resource Applications*. Electric Power Research Institute, Palo Alto, California, 2003.1007301.
- [53] Nakhamkin M, M Chiruvolu, and C Daniel. Available CAES Plant Concepts. 2007. [consulta: Febrero, 2016]. Disponible en: at [www.espcinc.com/library/PowerGen\\_2007\\_paper.pdf](http://www.espcinc.com/library/PowerGen_2007_paper.pdf).
- [54] Nakhamkin M, M Chiruvolu, M Patel, S Byrd, and R Schainker. Second Generation of CAES Technology: Performance, Operations, Economics, Renewable Load Management, Green Energy. En: *POWER-GEN International*. December 8-10, 2009. Las Vegas Convention Center, Las Vegas, Nevada.
- [55] Rastler D. *Electricity Energy Storage Technology Options: A White Paper Primer on Applications, Costs and Benefits*. EPRI 1020676. Final Report, December 2010, Electric Power Research Institute, Palo Alto, California.
- [56] Schainker RB, WJ Steeley, and V M-Wray. Insights from EPRI's CAES Economic Benefit-Cost Analyses. En: *2nd CAES Conference & Workshop*. October 20-21. Columbia University, 2010.
- [57] Lucas G and H Miller. Dresser-Rand's SMARTCAES Compressed Air Energy Storage Solution. En: *2nd Compressed Air Energy Storage Conference & Workshop*. October 20 & 21. Columbia University. 2010.
- [58] Hoffman P, H Miller, and J Kerth. McIntosh CAES Experience NYSERDA-Columbia University

- Compressed Air Energy Workshop. En: *CAES Conference & Workshop*. October 21-22. Columbia University, 2008.
- [59] Bolund B. Flywheel Energy and Power Storage Systems. En: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2007. 11:235-259.
- [60] Sibley L. 2011a. [consulta: Diciembre, 2015]. Disponible en: [www.tribologysystems.com](http://www.tribologysystems.com).
- [61] Chiao E. Amber Kinetics Flywheel Energy Storage Demonstration. En: *2011 DOE-OE Annual Merit Review*. October 20-21. San Diego, California. 2011.
- [62] Active Power. 2011.
- [63] Walwalkar R, J Apt, and R Mancini. Economics of electric energy storage for energy arbitration and regulation in New York. En: *Carnegie Mellon Electricity Industry Center Working Paper*. CEIC-06-04. 2006.
- [64] Taylor P. et al. *A summary of the state-of-the-art of SMES, flywheel, and CAES*. Sandia report SAND991854, July 1999, Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico. 1999.
- [65] Prodromidis A and FA Coutelieris. Simulations of economical and technical feasibility of battery and flywheel hybrid ESSs in autonomous projects. En: *Renewable Energy*. 2011. 39(1):149-153.
- [66] Rounds R and GH Peek. *Design & Development of a 20-MW Flywheel-based Frequency Regulation Power Plant*. Sandia Report SAND 2008-8229, Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico. 2008.
- [67] Liu H and J Jiang. Flywheel energy storage – An upswing technology for energy sustainability. En: *Energy and Buildings*. 2008. 39(5):599-604.
- [68] Gray B. Grid Scale Energy Storage: Linchpin Technology for our Clean and Secure Energy Future Environmental Energy Technologies Division Seminars. March 17. E.O. Lawrence Berkeley National Laboratory. 2009.
- [69] Li L, K Soowhan, W Wang, M Vijayakumar, Z Nie, B Chen, J Zhang, G Xia, J Hu, G Graff, J Liu, and Z Yang. A Stable Vanadium Redox-Flow Battery with High Energy Density for Large-Scale Energy Storage. En: *Adv. Energy Mater.* 2011. 1:394-400.
- [70] Vanadiumsite. *Deeya Energy L-Cell Iron Chromium Flow Battery*. 2011.
- [71] Energystoragenews.com. 2010. Vanadium Redox Flow Batteries for Large Scale Storage of Electricity. [consulta: Febrero, 2016]. Disponible en: <http://www.energystoragenews.com/Vanadium%20Redox%20Flow%20Batteries.htm>.
- [72] Vfuel. 2011. Company and Technology Information Sheet. [consulta: Enero, 2016]. Disponible en: [www.vfuel.com.au/infosheet.pdf](http://www.vfuel.com.au/infosheet.pdf).
- [73] Staudt L. Electricity Storage: Windfarm and Industrial Applications. En: *Centre for Renewable Energy*. Dundalk Institute of Technology, Ireland.
- [74] Skyllas-Kazacos M. *The Vanadium Redox Flow Battery: Science and Materials*. 2011.
- [75] Eckroad S. *Vanadium Redox Flow Batteries: An In-Depth Analysis*. EPRI, 1014836, Palo Alto, California. 2007.
- [76] Joerissen L, J Garche, C Fabjan, and G Tomazic. Possible use of vanadium redox-flow batteries for energy storage in small grids and stand-alone photovoltaic systems. En: *J. Power Sources*. 2004. 127:98-104.
- [77] Kaizuka T and T Sasaki. Evaluation of control maintaining electric power quality by use of rechargeable battery system. En: *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*. 2001. vol. 1, pp. 88-93.
- [78] Tokuda N, T Kanno, T Hara, T Shigematsu, Y Tsutsui, A Ikeuchi, T Itou, and T. Kumamoto. Development of a Redox Flow Battery System. En: *SEI Technical Review*. 2000.50:88-93.
- [79] Rydh CJ. Environmental assessment of vanadium redox and lead-acid batteries for stationary energy storage. En: *J. Power Sources*. 1999.80:21-29.
- [80] Zhao P, H Zhang, H Zhou, J Chen, S Gao, and B Yi. Characteristics and performance of 10kW class all-

- vanadium redox-flow battery stack. En: *J. Power Sources*. 2006. 162:1416-1420
- [81] Corey GP, LE Stoddard, and RM Kerschen. *Boulder City Battery Energy Storage Feasibility Study*. Sandia Report SAND2002-0751, Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico. 2002.
- [82] Kear G, AA Shah, FC Walsh. Development of the all vanadium redox flow battery for energy storage: a review of technological, financial and policy aspects. En: *Int. J. Energy Res.* 2011. DOI:10.1002/er.1863.
- [83] Abbas A. Akhil, Georgianne Huff, Aileen B. Currier, Benjamin C. Kaun, Dan M. Rastler, Stella Bingqing Chen, Andrew L. Cotter, Dale T. Bradshaw, and William D. Gauntlett. *DOE/EPRI 2013 Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA*. Prepared by Sandia National Laboratories Albuquerque, New Mexico and Livermore, California. July 2013.
- [84] James M. Eyer, Joseph J. Iannucci, Garth P. Corey. *Energy Storage Benefits and Market Analysis Handbook*. A Study for the DOE Energy Storage Systems Program. Prepared by Sandia National Laboratories Albuquerque, New Mexico and Livermore, California. December 2004.
- [85] DOE Global Energy Storage Database. [consulta: Noviembre 2015 - Enero de 2016]. Disponible en: <http://www.energystorageexchange.org/projects>.
- [86] Rodolfo R. Martín Hernández. *Análisis, modelado e identificación de los condensadores electroquímicos de doble capa*. Tesis Doctoral. Departamento de Ingeniería Electrónica y Automática. Universidad de Las Palmas de Gran Canaria. Enero 2014.
- [87] Compendio de autores. *Guía de almacenamiento de energía*. Madrid. 2011.
- [88] Keith G., Leighty B. Transmitting 4 000 MW of new windpower from North Dakota to Chicago: New HVDC electric lines or hydrogen pipeline. En: *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*. Chicago, USA. 2002. pp 510 – 511.
- [89] Gallachóir B. Energy from the ocean. En: *Irish Engineers J.* 2003. 57, pp 24 – 27.
- [90] Ackermann T. Transmission systems for offshore wind farms. En: *IEEE Power Engineering Review*. 2002. pp 23 – 27.
- [91] A. Laheäär, P. Przygocki, Q. Abbas, F. Béguin. Appropriate methods for evaluating the efficiency and capacitive behavior of different types of supercapacitors. En: *Electrochemistry Communications* 60, Elsevier. 2015. pp 21 – 25.